



TUGAS AKHIR - SF 141501

KOMBINASI ANALISA AVO(*AMPLITUDE VARIATION WITH OFFSET*) DAN SEISMIK MULTIATRIBUT PADA RESERVOIR KARBONAT (STUDI KASUS LAPANGAN "MS#", MADURA).

Muliadi  
NRP 1110 100 055

Dosen Pembimbing I  
Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, SU

Pembimbing II  
Agung Indrianto Purnomo, S.T

Jurusan Fisika  
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2015



**FINAL PROJECT - SF 141501**

**COMBINATION ANALYSIS OF AVO(AMPLITUDE  
VARIATION WITH OFFSET) AND SEISMIC  
MULTIATTRIBUTE FOR CARBONATE RESERVOIR  
(CASE STUDY OF MS# FIELD, MADURA)**

**Muliadi  
NRP 1110100 055**

**Advisor  
Prof. Dr. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, SU**

**Co. Advisor  
Agung Indrianto Purnomo, S.T**

**Department of Physics  
Faculty of Mathematics and Natural Science  
Sepuluh Nopember of Technology Institute  
Surabaya  
2015**

**KOMBINASI ANALISA AVO (*AMPLITUDE VARIATION  
WITH OFFSET*) DAN SEISMIK MULTIATRIBUT PADA  
RESERVOIR KARBONAT (STUDI KASUS LAPANGAN  
“MS#”, MADURA)**

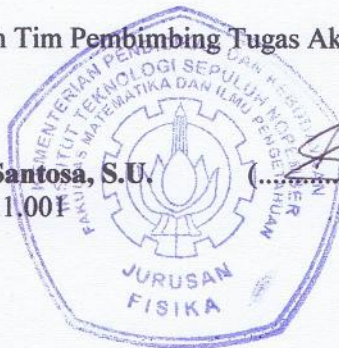
**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Sains  
pada  
Program Studi S-1 Jurusan Fisika  
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh:  
MULIADI  
NRP 1110100055**

**Disetujui oleh Tim Pembimbing Tugas Akhir**

**Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa, S.U.**  
**NIP. 19620802 198701 1 001**



**Surabaya, Januari 2015**

**KOMBINASI ANALISA AVO( *AMPLITUDE VARIATION  
WITH OFFSET*) DAN SEISMIK MULTIATRIBUT  
PADA RESERVOIR KARBONAT  
(STUDI KASUS LAPANGAN “MS#”, MADURA)**

<b>Nama</b>	<b>: Muliadi</b>
<b>NRP</b>	<b>: 1110100055</b>
<b>Jurusan</b>	<b>: Fisika, FMIPA-ITS</b>
<b>Pembimbing I</b>	<b>: Prof.Dr.Bagus Jaya Santosa, S.U.</b>
<b>Pembimbing II</b>	<b>: Agung Indrianto Purnomo, S.T</b>

**Abstrak**

*Telah dilakukan Analisa kombinasi Multiatribut dan AVO untuk karakterisasi reservoir karbonat dan pemetaan hidrokarbon gas pada lapangan “MS#”, Madura. Porositas merupakan salah satu parameter batuan yang digunakan untuk karakterisasi reservoir karbonat. Pada metode multiatribut terdapat dua metode yaitu metode regresi linier dan neural network (non linier). Metode AVO hanya dapat mengindikasikan batas antara hidrokarbon non hidrokarbon. Metode AVO ini tidak dapat digunakan untuk mendapatkan distribusi gas secara keseluruhan. Sehingga pada penelitian ini dilakukan inversi LMR untuk membuat peta distribusi hidrokarbon gas. Berdasarkan analisa data dan pembahasan dapat disimpulkan pada metode multiatribut dengan pendekatan non linier memiliki hasil yang lebih baik karena memiliki nilai korelasi pada validasi lebih besar dari pada metode regresi linier dengan porositas pada zona target hasil prediksi adalah 45.7-56%. Untuk hasil analisa AVO diperoleh kelas anomali adalah kelas III dengan anomali atribut AVO Product ( $A*B$ ) adalah positif. Serta pada hasil LMR menunjukkan pada zona reservoir karbonat menunjukkan keberadaan gas dengan nilai  $\lambda$ -rho*

*(inkompresibilitas) yang rendah dan mu-rho (rigiditas) yang tinggi.*

*Kata kunci : AVO, Multiatribut, Inkompresibilitas dan Rigiditas.*

**COMBINATION ANALYSIS OF AVO (AMPLITUDE  
VARIATION WITH OFFSET) AND MULTI-ATTRIBUTE  
SEISMIC FOR CARBONATE RESERVOIR  
(CASE STUDY MS# FIELD, MADURA)**

<b>Name</b>	<b>: Muliadi</b>
<b>NRP</b>	<b>: 1110100055</b>
<b>Major</b>	<b>: Fisika, FMIPA-ITS</b>
<b>Advisor</b>	<b>: Prof.Dr.Bagus Jaya Santosa, S.U.</b>
<b>Co. Advisor</b>	<b>: Agung Indrianto Purnomo, S.T</b>

**Abstract**

*Combination analysis of AVO and Multi-attribute seismic have done in characterization carbonates reservoir and mapping gas hydrocarbon in "MS#" Field, Madura. Porosity is one of the parameters of the rock used to characterize carbonate reservoirs. In the multi-attributes seismic method, there are two multi-attributes methods are linear regression method and neural network (non-linear). Analysis AVO only describe the boundary properties between hydrocarbon and non hydrocarbon. For distribution of hydrocarbon is used AVO Inversion LMR. Based on the data analysis and discussion, the conclusion are non linear (PNN) method better than linear regression method to characterization of the carbonates reservoir with porosity prediction are 47.5-56% and the AVO analysis result describe that anomaly is class III and the AVO attribute Product ( $A*B$ ) is positive. The LMR result showed in carbonates include gas hydrocarbon has low  $\lambda$  rho value (incompressibility) and high  $\mu$ -rho (rigidity).*

*Key Words : AVO, Multi-attribute, Incompressibility and Rigidity.*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur Alhamdulillah penulis ucapkan kepada ALLAH SWT karena atas berkah, rahmat, dan petunjukNya atas iman, islam, dan ikhsan yang diberikan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir (TA) ini dengan optimal dan tanpa suatu kendala apapun. Sholawat serta salam tetap tercurahkan kepada junjungan kita Nabi Muhammad SAW yang telah menuntun kami dari kebodohan menuju cahaya kebenaran.

Tugas Akhir (TA) ini penulis susun untuk memenuhi persyaratan menyelesaikan pendidikan strata satu jurusan Fisika ITS. Tugas Akhir dengan judul :

***“Kombinasi Analisa AVO(Amplitude Variation with Offset)  
dan SeismikMultiatribut pada Reservoir Karbonat  
(Studi Kasus Lapangan “MS#”, Madura) “***

Penulis persembahkan kepada masyarakat Indonesia guna berpartisipasi untuk mengembangkan ilmu pengetahuan dalam bidang sains dan teknologi.

Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak yang membantu penyusunan laporan Tugas Akhir (TA) dan proses penelitiannya.

1. Ibunda Tercinta Suhawiyah yangtelah memberikan do'a dan semua hal terbaik bagi penulis sejak kecil sampai dewasa.
2. Kakak Haliyah dan adik Nurul Habibie serta keponakanku yang cantik, Melly, Nurin dan Mafa.
3. Bapak Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa, S.U selaku dosen pembimbing yang telah memberi pengarahan selama proses penelitian dan penyusunan laporan.
4. Bapak Dr.rer.nat. Triwikantoro, M.Sc, selaku dosen wali yang selalu membantu penulis dalam hal perkuliahan.

5. Bapak Agung Indrianto Purnomo, S.T Si selaku pembimbing di Kangean Energy. Ltd yang telah membimbing Penulis dengan ikhlas dan penuh semangat.
6. Mr. Kenichi Akama as Manager Gephysicist at Kangean Energy thanks a lot for all important knowledge have given and best opportunity to finished my Final Project.
7. All Exploration Member of Kangean Energy Indonesia. LTD,mas Fariz, Mbak Tika, Pak Ridwan, mbak Dimas, mas Dean, Mas Heri, mas Reza, mbak Dina, pak Dedi, Bang Arman.
8. Bapak Nirwan Said yang telah mengenalkan dan memberikan kesempatan untuk belajar di Kangean Energy Indonesia.Ltd.
9. Bapak Dr. Yono Hadi Pramono ibu Dr. Melania Suweni Muntini selaku ketua dan sekretariat Jurusan Fisika ITS.
- 10.Seluruh dosen pengajar di jurusan Fisika atas ilmu dan kesabarannya dalam mengajar.
11. Teman-teman vixaliser MAN Sumenep.
- 12.Seluruh alumni geophysics, mas Harvi, mbak Elok, Mbak Putri, Mas Bebek, mas Khodirin, mas Putra, dan banyak lagi.
13. Teman-teman alumni dan pengurus FOSIF.
- 14.Segenap teman-teman Fisika Cosmic 2010 yang telah memberikan support terbaik bagi penulis. Terima kasih Cosmic atas pelajaran berharga yang membuat kami menjadi sebuah keluarga.
15. Teman seperjuangan Geophysics 2010 yang telah menjadi teman diskusi dan keluarga yang baik.
- 16.Teman-teman kos Keputih G. II No. 26, Kak Edo, Mas Andhi, Mas Khoirul, Bob, Arif, Fuad, Ardo, Mas Bimo, Mas Sani, Eko, Ardo, Pangki, Mas Andik, Fajar, Dan Banyak lagi, terima kasih atas kekeluargaannya.
17. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari dalam penyusunan laporan ini masih terdapat kesalahan. Mohon kritik dan saran pembaca guna



menyempurnakan laporan ini. Akhir kata semoga laporan Tugas Akhir ini bermanfaat bagi semua pihak. Amiin Ya Rabbal Alamiin.

Surabaya, Desember 2013

Penulis

[muliadi.cahyo@gmail.com](mailto:muliadi.cahyo@gmail.com)

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.Lokasi Lapangan Penelitian (Lapangan “MS#”).....	5
Gambar 2.2. <i>Paleogene Paleo-geography of East Java Basin</i> .....	6
Gambar 2.3. <i>Stratigraphy</i> Lapangan Penelitian .....	8
Gambar 2.4. Petrografi <i>Facies</i> Pada Sumur M-3 .....	9
Gambar 2.5. Perbandingan nilai porositas dari data core dan porositas dari data log di lapannngan penelitian .....	11
Gambar 2.6. Perbandingan nilai permeabilitas dari data core dan permeabilitas dari log di lapangan penelitian.....	12
Gambar 2.7. Diagram survei seismik laut .....	13
Gambar 2.8. Skema penalaran gelombang .....	14
Gambar 2.9.Bentuk umum pemodelan ke depan.....	16
Gambar 2.10.Bentuk umum pemodelan kebelakang (inverse modelling) pada metode inversi .....	17
Gambar 2.11.Flowchart metode inversi <i>model based</i> .....	18
Gambar 2.12. <i>Trace</i> kompleks dalam bentuk.....	19
Gambar 2.13. <i>Cross-plot</i> data target dan atribut seismik .....	23
Gambar 2.14.Contoh penggunaan tiga sampel atribut untuk memprediksi <i>log</i> target.....	25

Gambar 2.15.Struktur umum <i>neuralnetwork</i> .....	26
Gambar 2.16.Prediksi kurva yang diperoleh dari PNN .....	26
Gambar 2.17.Ilustrasi <i>cross-validation</i> .....	29
Gambar 2.18.Plot validasi total error dan training error.....	30
Gambar 2.19.Skema deformasi batuan terhadap gelombang P dan gelombang S .....	31
Gambar 2.20.Kurva $S_w$ dan densitas berdasarkan persamaan Wyllie .....	32
Gambar 2.21.Hubungan antara <i>offset</i> dengan sudut datang ( $\theta$ ) yang terekam dalam titik reflektor yang sama .....	33
Gambar 2.22.Aplikasi persamaan Shuey (1985), intercept adalah perpotongan garis dengan koefisien refleksi dan kemiringan adalah gradien .....	36
Gambar 2.23.Kelas-kelas AVO dan <i>Cross-plot</i> .....	36
Gambar 2.24.Ilustrasi material yang memiliki harga regiditas dan kompresibilitas yang berbeda .....	38
Gambar 2.25. Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa tipe batuan .....	38
Gambar 3.1.Seismik <i>Post-stack</i> 3D.....	40
Gambar 3.2.Seismik <i>Pre-stack</i> 2D <i>gather</i> .....	40
Gambar 3.3.Contoh data log pada sumur M-3 .....	41

Gambar 3.4.Korelasi antar sumur.....	42
Gambar 3.5. <i>DBase map</i> daerah Penelitian .....	42
Gambar 3.6.Grafik <i>checkshot</i> pada Sumur M-1 .....	43
Gambar 3.7.Alur pengolahan data untuk multiatribut.....	45
Gambar 3.8.Alur Pengolahan data Pada Analisa AVO dan LMR. .....	46
Gambar 3.9. <i>Crossplot</i> antara P-wave dan S-wave Sumur M-3 ...	47
Gambar 3.10. <i>Crossplot</i> antara mu-rho dan lamda – rho .....	48
Gambar 3.11. <i>Crossplot</i> log porositas dan akustik impedansi ....	48
Gambar 3.12.Wavelet yang digunakan untuk membuat seismik sintetik .....	50
Gambar 3.13.Proses <i>well-seismic-tie</i> pada sumur M-1 .....	50
Gambar 3.14.Model awal (initial model) .....	51
Gambar 3.15.Analisa inversi pada sumur M-1 .....	52
Gambar 3.16. <i>Arbitrary line</i> Hasil seismik inversi <i>model based</i> ..	53
Gambar 3.17. Analisa multiatribut log target (merah), <i>seismic real</i> (hitam), eksternal atribut (biru).....	54
Gambar 3.18.Atttribut yang digunakan dalam proses multiatribut.. .....	54
Gambar 3.19. <i>Operator length test</i> .....	55

Gambar 3.20.	<i>Arbitrary line</i> porositas pada metode regresi linier..	56
Gambar 3.21.	<i>Arbitrary line</i> porositas pada metode PNN.....	56
Gambar 3.22.	Koreksi NMO .....	57
Gambar 3.23.	Analisa AVO pada seismik Sintetik Sumur M-3 ....	58
Gambar 3.24.	Anomali AVO Product ( $A*B$ ) .....	59
Gambar 3.25.	Peta mu-rho ( $\sim$ ...) .....	60
Gambar 3.26.	Peta lamda-rho ( $\}$ ...) .....	61
Gambar 4.1.	<i>Crossplot</i> Vp terhadap Vs pada sumur M-3 .....	63
Gambar 4.2.	<i>Crossplot</i> antara mu rho dan lamda rho.....	64
Gambar 4.3.	<i>Crossplot</i> antara log porositas dan akustik impedansi.....	65
Gambar 4.4.	<i>Arbitrary line</i> hasil inversi akustik impedansi .....	67
Gambar 4.5.	Korelasi sumur pada lapangan “MS#” .....	68
Gambar 4.6.	<i>Slicing</i> hasil inversi akustik impedansi pada <i>top karbonat</i> .....	69
Gambar 4.7.	<i>Time structure top karbonat</i> .....	69
Gambar 4.8.	<i>Crossplot</i> antara atribut dan log target.....	70
Gambar 4.9.	Kurva prediksi training error (hitam) dan <i>Validation error</i> (merah).....	73

Gambar 4.10. <i>Crossplot</i> antara nilai porositas log dengan porositas prediksi serta nilai korelasi dan error. ....	73
Gambar 4.11. Kurva proses multiatribut (a) hasil <i>training data</i> (b) hasil <i>validation data</i> .....	74
Gambar 4.12. <i>Arbitrary line</i> peta porositas dengan menggunakan regresi linier.....	76
Gambar 4.13. Peta Distribusi porositas pada top karbonat dengan metode regresi linier.....	77
Gambar 4.14. <i>Crossplot</i> log porositas prediksi dengan log sebenarnya pada metode PNN.....	78
Gambar 4.15. Kurva log hasil validasi pada PNN.....	79
Gambar 4.16. <i>Arbitrary line</i> distribusi porositas pada metode PNN.....	80
Gambar 4.17. Peta distribusi porositas pada top karbonat untuk metode PNN .....	81
Gambar 4.18. Perbandingan hasil transformasi Seismik Multiatribut (a) regresi linier (b) PNN .....	82
Gambar 4.19. Penampang Porositas dari hasil transformasi seismik multiatribut dengan metode regresi linier. ....	83
Gambar 4.20. Penampang porositas dari hasil transformasi seismik multiatribut dengan metode PNN.....	83
Gambar 4.21. Near stack untuk sudut $0^{\circ}$ - $15^{\circ}$ .....	84
Gambar 4.22. Far stack untuk sudut $15^{\circ}$ - $30^{\circ}$ .....	84

Gambar 4.23. Analisa AVO pada data seismik <i>gather</i> 2D.....	85
Gambar 4.24. Analisa AVO pada data seismik sintetik sumur M-3.....	86
Gambar 4.25. Product (A*B) anomali AVO .....	87
Gambar 4.26. Penampang $\lambda\rho$ (lamda-rho) .....	88
Gambar 4.27. Penampang $\mu\rho$ (mu-rho).....	88
Gambar 4.28. Crossplot LMR .....	89

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL.....</b>	<b>i</b>
<b>COVER PAGE .....</b>	<b>iii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN.....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRAK.....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xxi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xxvii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan Penelitian .....	3
1.5 Manfaat Penelitian .....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Lapangan Penelitian .....	5
2.2 Geologi Regional .....	5
2.3 Stratigrafi.....	7



2.4 Petroleum Sistem.....	9
2.4.1 Reservoir.....	9
2.4.2 Batuan Sumber.....	10
2.4.3 Mekanisme Perangkap.....	10
2.5 Perhitungan Porositas dan Permeabilitas Batuan .....	11
2.5.1 Perhitungan Porositas Batuan .....	11
2.5.2 Perhitungan Permeabilitas Batuan .....	10
2.6 Karakterisasi Reservoir .....	12
2.7 Seismik Refleksi dan Impedansi Akustik.....	13
2.8 Metode Seismik Inversi.....	16
2.9 Atribut Seismik.....	19
2.10 Metode Seismik Multiatribut.....	22
2.11 Probabilistik Neural Network.....	25
2.12 Validasi.....	28
2.13 Sifat Fisika Batuan .....	30
2.13.1 Kecepatan Gelombang P (Vp) dan S (Vs) .....	30
2.13.2 Densitas .....	32
2.14 <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i> .....	33
2.15 Inversi LMR ( <i>Lamda mu Rho</i> ) .....	37

### **BAB III METODOLOGI..... 39**

3.1 Metode Penelitian.....	39
3.2 Data Penelitian .....	39
3.2.1 Data Seismik.....	39
3.2.2 Data Sumur .....	41
3.2.3 Data <i>Checkshot</i> .....	43
3.2.4 Data <i>Marker</i> .....	44
3.2.5 Data Horizon.....	44
3.3 Alur Pengolahan Data .....	44
3.4 Perangkat Lunak.....	46
3.5 Pengolahan Data.....	47
3.5.1 Analisa <i>Cross plot</i> .....	47
3.5.2 Ekstraksi Wavelet dan Well-Seismik Tie .....	49
3.5.3 Pembuatan <i>Initial Model</i> .....	50
3.5.4 Proses Seismik Inversi .....	51

3.5.5Seismik Multiatribut .....	53
3.5.6Analisa AVO .....	57
3.5.7Volume Atribut AVO Product (A*B) .....	58
3.5.8Inversi Lamda Mu Rho (LMR) .....	59
<b>BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>63</b>
4.1Analisa Data Sumur ( <i>Cross plot</i> ) .....	63
4.1.1 Cross plot antara kecepatan P dan Kecepatan S ....	63
4.1.2 Cross plot antara Lamda Rho dan Mu Rho .....	64
4.2 Hasil Inversi AkustikImpedansi .....	66
4.3 Pemetaan Porositas dengan Menggunakan Metode Transformasi Mutliatribut .....	70
4.3.1 Hasil Metode Regresi Linier.....	70
4.3.2 Peta Porositas Pada Metode Regresi Linear .....	75
4.3.3 Hasil Metode Probabilistik Neural Network .....	77
4.3.4 Peta Porositas pada Metode Probabilistik Neural Network.....	79
4.3.5 Perbandingan Metode Transformasi Multiatribut antara Metode Regresi Linear dan PNN .....	80
4.3 Hasil Analisa AVO .....	82
4.4 Analisa Atribut AVO Product (A*B).....	83
4.5 Interpretasi Inversi Lamba Mu Rho .....	86
<b>V KESIMPULAN .....</b>	<b>91</b>
5.1 Kesimpulan .....	91
5.2 Saran.....	91
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>93</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>95</b>
<b>BIOGRAFI PENULIS .....</b>	<b>103</b>

*“ Halaman sengaja dikosongkan”*

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 3.1 Data log pada tiap sumur.....	41
Tabel 4.1 Hasil pemilihan atribut pada proses multiatribut.....	71

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **DAFTAR LAMPIRAN**

<b>LAMPIRAN A</b>	Gambar crossplot sensitivitas Sumur .....95
<b>LAMPIRAN B</b>	Data Seismik.....98
<b>LAMPIRAN C</b>	Hasil perhingan sigma dan bobot .....100

*“Halaman ini sengaja dikosongkan “*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Penggunaan Metode *Amplitude Variation with Offset*(AVO) dalam karakterisasi dan prediksi hidrokarbon sebuah reservoir telah banyak dilakukan dalam eksplorasi hidrokarbon, terutama gas yang berasosiasi dalam pori-pori batu pasir. Metode AVO menganalisa perubahan amplitudo seismik terhadap perubahan *offset*. Koefisien refleksi menyebabkan terjadinya perubahan amplitudo yang dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), dan densitas ( $\rho$ ) pada batas lapisan.

Metode AVO umumnya digunakan pada reservoir batu pasir. Hal ini dikarenakan batu pasir memiliki sensitivitas rasio  $V_p/V_s$  yang bagus terhadap perubahan fluida dibandingkan dengan batu karbonat. Sementara, batu gamping memiliki sifat fisik yang berbeda dengan dengan batu pasir. Batu pasir umumnya memiliki porositas dan bentuk matriks yang homogen sedangkan batu gamping memiliki bentuk matriks dan porositas yang bervariasi yang menyebabkan keberadaan fluida di dalam pori batuan memiliki pengaruh yang sedikit bahkan tidak memiliki pengaruh terhadap perilaku gelombang P. Perilaku gelombang P pada medium batu gamping cenderung menjalar melalui matriks yang memiliki sifat modulus elastik yang tinggi, sehingga menyebabkan harga poisson ratio tidak cukup sensitif untuk mengidentifikasi keberadaan fluida.

Metode AVO adalah metode yang digunakan untuk mengidentifikasi keberadaan hidrokarbon hanya pada batas lapisan yang ada hidrokarbon dan non hidrokarbon. Dalam hal ini metode AVO tidak dapat digunakan untuk membuat distribusi hidrokarbon. Untuk itu, pada penelitian ini digunakan metode AVO inversion  $\lambda$ - $\mu$ - $\rho$ . Dengan menggunakan metode



teknik inversi ini, diharapkan reservoir dapat dapat dikarakterisasi dengan lebih baik. Kemudian, Goodway(1997) memperkenalkan metode inversion yang didasarkan pada parameter inkompresibilitas ( $\lambda$ ), rigiditas ( $\mu$ ) dan densitas ( $\rho$ ). Atau lebih dikenal dengan lamda-mu-rho (LMR).

Parameter tersebut diperoleh dari hasil inversi penampang reflektivitas yang dihasilkan dari inversi AVO. Parameter mu-rho dapat digunakan untuk mengidentifikasti litologi sedangkan untuk paramter lamda-rho digunakan untuk parameter fluida atau hidrokarbon khususnya gas.

Pada penelitian ini, karakterisasi reservoir dilakukan dengan menganalisa porositas dari batuan. Porositas batuan merupakan salah satu parameter penting dalam karakterisasi reservoir. Dalam penelitian ini untuk karakterisasi dengan porositas digunakan metode multi-attribute. Metode multi-attribute merupakan metode statistik dengan pendekatan linier yang menggabungkan antara sifat internal seismik dengan data log (Harsono, 2001). Penggunaan metode prediksi porositas dengan fungsi linier antara akustik impedansi dan porositas memberikan nilai error (outlier) yang cukup tinggi, terutama pada batuan karbonat. Sementara pada metode multi-attribute akan diberikan pembobotan untuk mengurangi error dalam prediksi porositas batuan. Sehingga dapat memberikan hasil prediksi yang hampir sesuai dengan data log. Dalam prediksi porositas dengan metode multi-atribut tidak hanya dengan mendekatan regresi linier, tetapi dalam penelitian ini akan dilakukan pendekatan *non linier predicted* dengan menggunakan metode PNN. Hal ini bertujuan untuk mengoptimalkan prediksi porositas secara non linier.

Pada penelitian ini, lapangan yang digunakan adalah lapangan “MS#”. Lapangan “MS#” memiliki tujuan target adalah reservoir karbonat. Dimana reservoir karbonat pada lapangan ini memiliki karakteristik yang unik karena memiliki porositas yang yang tinggi sekitar 40%-55% berdasarkan log dan data core. Dan memiliki porositas sekitar 1mD sampai lebih dari 1 Darcy. Hal ini

dikarenakan reservoir pada lapangan ini mengandung facies berupa globigerinid foram.

Penerapan metode AVO (*amplitude Variation with offset*) pada karbonat memberikan banyak asumsi mengenai AVO dapat diterapkan atau tidak. Hal ini berkaitan dengan perbedaan sifat fisik antara karbonat dan klastik atau batu pasir. Tetapi pada penelitian ini reservoir karbonat dengan globigerinid foram memiliki porositas dan permeabilitas yang hampir sama dengan klastik. Dengan analisa AVO pada karbonat. Hal ini akan menjawab tentang perlakuan metode AVO terhadap karbonat. Khususnya pada karbonat yang memiliki sifat sama seperti klastik. Serta akan dikombinasikan dengan penggunaan metode multiatribut dan PNN untuk persebaran porositasnya yang digunakan untuk karakterisasi reservoir.

## **1.2 Perumusan Masalah**

Perumusan masalah yang dapat diambil dari latar belakang di atas adalah sebagai berikut:

1. Bagaimanakah menganalisa sensitivitas dari batuan karbonat klastik.
2. Apakah metode AVO dapat diterapkan dalam karbonat yang memiliki sifat fisik seperti klastik.
3. Bagaimana karakterisasi reservoir karbonat dengan menggunakan metode multi-attribut.
4. Bagaimana membuat persebaran hidrokarbon menggunakan parameter LMR.

## **1.3 Batasan Masalah**

Penelitian ini dibatasi dengan asumsi–asumsi sebagai berikut:

1. Objek penelitian difokuskan pada lapangan MS#, sumur M-1, M-2, dan M-3.

2. Sumur – sumur diasumsikan berada dalam satu struktur yang sama.
3. Data seismik yang digunakan adalah seismik 3D post-stack dan seismik 2D pre-stack gather.

#### **1.4 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian ini adalah untuk:

1. Untuk menganalisa sensitivitas pada batuan karbonat.
2. Menerapkan metode AVO pada reservoir karbonat.
3. Prediksi distribusi porositas reservoir karbonat untuk dengan menggunakan metode multiattribut dan PNN.
4. Membuat distribusi hidrokarbon dengan menggunakan metode AVO inversion serta LMR.

#### **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat yang diperoleh dalam penelitian tugas akhir ini adalah memberikan informasi tentang zona prospek untuk mengoptimalkan proses eksplorasi pada perusahaan migas.

#### **1.6 Sistematika Penulisan**

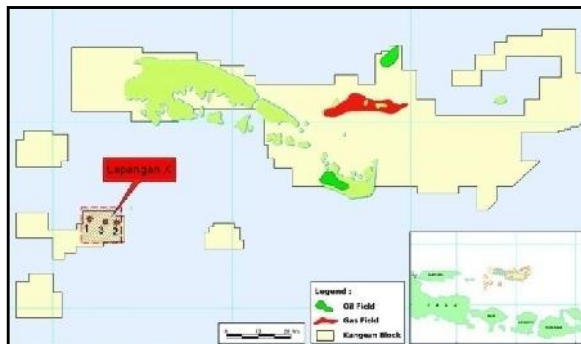
Penulisan Tugas Akhir (TA) ini terdiri dari abstrak yang berisi gambaran umum dari penelitian ini. Bab I pendahuluan yang memuat latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, serta sistematika penulisan. Bab II tinjauan pustaka berisi tentang dasar-dasar teori yang digunakan sebagai acuan dari penelitian, Bab III metodologi penelitian, Bab IV hasil penelitian dan pembahasannya dan Bab V kesimpulan dan saran.

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1 Lapangan Penelitian**

Lapangan penelitian (Lapangan “MS#”) terletak di sebelah barat daya blok Kangean, Jawa Timur (gambar 2.1). Lapangan ini ditemukan pada tahun 1993 melalui pengeboran sumur M-1 oleh Atlantic Richfield Bali North Inc. (ARBNI) dengan luas lebih kurang 7,500 acres. Pada sumur M-1 ditemukan biogenic gas (>99% methane) dari Upper Pliocene Paciran Limestone. Sumur M-2 dibor dengan tujuan menguji keberadaan gas di Paciran Limestone di bagian paling timur closure-nya. Sedangkan sumur M-3 dibor untuk membuktikan dan deliniasi gas reserve yang ditemukan oleh sumur M -1.



Gambar 2.1. Lokasi lapangan penelitian (Lapangan “MS#”)

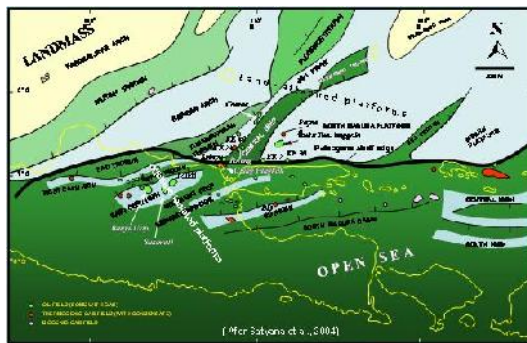
#### **2.2 Geologi Regional**

Seting struktur secara regional untuk wilayah Blok Kangean dan sekitarnya telah banyak dijelaskan oleh beberapa

penulis. Ada 2 pola struktur yang berbeda dan dapat dikenali di cekungan ini, yakni pola struktur NE-SW dan pola struktur E-W. Pola NE-SW struktur lebih dikenal dengan pola Meratus, pola ini dijumpai dibagian utara dari Cekungan Jawa Timur, sementara pola struktur yang berarah E-W ditemukan di bagian selatan dan timur dari cekungan (gambar 2, *Paleogene Paleo-geography of East Java Basin*)

Batas antara dua pola struktur utama ini dikarakterisasikan dengan pembentukan patahan *regional left – lateral strike slip*. Sistem patahan utama telah terbentuk dari beberapa periode dimulai dari umur Tersier. Zona deformasi patahan ini memiliki panjang 675 km dengan lebar 15 hingga 40 km mulai dari daerah Rembang di bagian barat hingga Sakala offshore di bagian timur. Di Blok Kangean, deformasi extensional dimulai saat umur Tersier Awal yang ditunjukkan oleh pembentukan *rift* sediment.

Setelah itu dilanjutkan dengan deformasi *wrenching* yang terbentuk setelah fase extensional, *Wrenching* ini berlangsung dari umur Middle hingga Late Tersier yang ditandai dengan inverse rift sediment. Deformasi wrench inverted rift sediment ini dikenal sebagai *Central High*. Sistem *Wrenching* ini berpengaruh sangat penting dalam pembentukan dan deformasi cekungan sepanjang patahan regional.



Gambar 2.2. *Paleogene Paleo-geography of East Java Basin*

## 2.3 Stratigrafi

Evaluasi dari data seismic dan sumuran mengidentifikasi bahwa Stratigrafi dari Blok Kangean terdiri dari setidaknya-tidaknya tujuh siklus sedimentasi, dapat dilihat di gambar 2.3 yang memuat stratigrafi regional di Blok Kangean.

Siklus sedimentasi yang tertua (lebih tua dari 40 MYBP) adalah Formasi Pre-Ngimbang yang berumur Paleocene hingga Middle Eocene dan secara langsung menutupi batuan dasar metamorf yang berumur Pre-Tersier. Pre-Ngimbang adalah merupakan sedimen hasil pengendapan di graben, umumnya diendapkan di daerah cekungan. Endapan ini terdiri dari alterasi carbonaceous shale dan sandstone.

Siklus kedua adalah Formasi Ngimbang yang diendapkan pada umur Late Eocene (36.5 – 40 MYBP), terdiri dari endapan alluvial non marine dan fasies transgressive fluvio - deltaic. batuan carbonate laut dangkal terbentuk sangat baik di bagian atas formasi ini. Basal massive sandstone yang ada di lapangan Pagerungan adalah contoh endapan valet yang berhubungan dengan pengisian valley selama penurunan muka air laut secara global pada umur sekitar 40 MYBP.

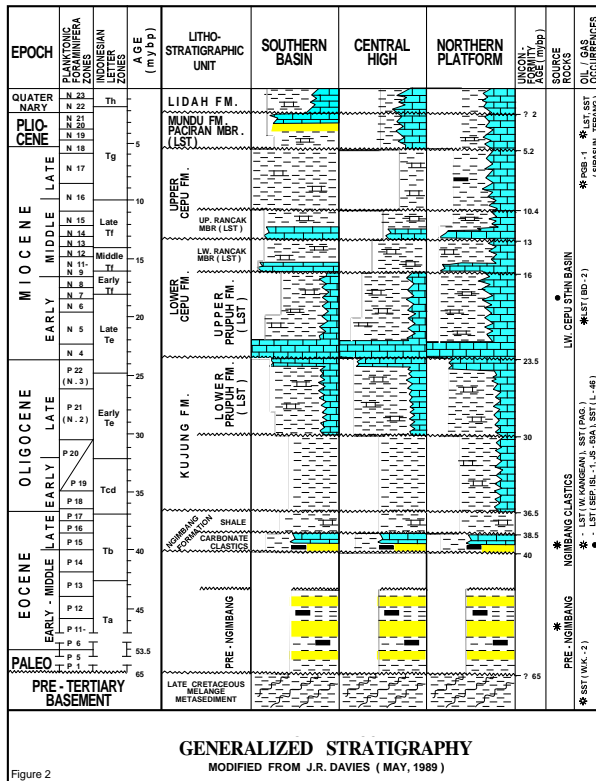
Siklus ketiga adalah pembentukan Formasi Kujung yang berumur Oligocene. Selama masa Oligocene (23.5 – 36.5 MYBO), batugamping terendapkan di berbagai wilayah di bagian utara cekungan Jawa timur termasuk di daerah Kangean Blok.

Siklus ke-empat adalah Early – Middle Miocene, Formasi Lower Cepu (13 – 23.5 MYBP). Pada bagian atas dari siklus ini diendapkan Carbonate Lower Rancak yang tersebar merata hampir ke seluruh bagian. Formasi ini dilaporkan mengandung gas biogenik dangkal.

Siklus kelima adalah Upper Cepu Middle – Late Miocene (5.2 – 13 MYBP). Hampir sama dengan Lower Rancak, paparan karbonat Upper Rancak juga diendapkan dibagian atas dari siklus ini. Upper dan Lower Rancak merupakan target sekunder dari area ini.

Siklus ke-enam adalah pembentukan Formasi Mundu yang berumur Pliocene (2-5.2 MYBP). Didominasi oleh claystone dan calcareous shale yang diendapkan di lingkungan laut dangkal hingga laut terbuka. Tidak ada laporan mengenai hidrokarbon yang signifikan dari formasi ini.

Siklus yang termuda adalah sedimen Kuartar (lebih muda dari 2 MYBP). Formasi ini sebagian besar terdiri dari endapan laut dangkal hingga laut terbuka dan disebut sebagai Lidah Formasi. Tidak ada indikasi mengenai keberadaan hidrokarbon secara signifikan.

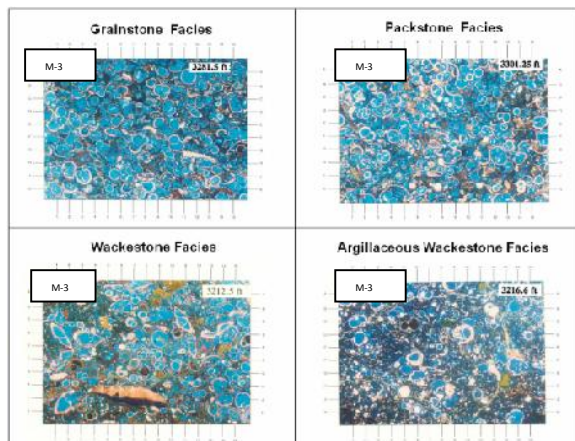


Gambar 2.3. Stratigraphy Lapangan Penelitian

## 2.4 Petroleum Sistem

### 2.4.1 Reservoir

Reservoir di lapangan penelitian adalah batuan karbonat Formasi Paciran yang berumur Pliocene, batuan ini terdiri dari globigerinid packstones & grainstones yang dibawahnya terdapat batupasir quartz arenites.



Gambar 2.4. Petrografi *facies* pada sumur M-3

Dari gambar di atas terlihat bahwa reservoir karbonat pada lapangan ini memiliki 4 jenis *facies*. Yaitu *foraminiferal grainstone facies*, *foraminiferal packstone facies*, *foraminiferal wackestone facies* dan *transgressive calcareous shale facies*. Semua *facies* terdiri atas globigerinid foraminiferal. Warna biru pada gambar 2.4 menunjukkan pori-pori batuan. Dari gambar di atas terlihat bahwa pada reservoir karbonat memiliki porositas yang bagus.

Kedua-duanya merupakan reservoir yang sangat baik. Grainstone adalah interval yang paling bagus ditinjau dari



porositas dan permeabilitasnya. Facies ini memiliki perbedaan cukup signifikan yang ditandai dengan crossover neutron density yang besar serta slowness dari data sonic. Hal ini dapat terlihat jelas dari grafik cross-plot antara porositas dan permeabilitas. Facies grainstone ini memiliki permeabilitas tinggi dan ketebalannya mencapai 60 feet.

### 2.4.2 Batuan Sumber

Ada dua batuan sumber yang berpotensi di Kangean Block berdasarkan hasil evaluasi studi geokimia, yaitu:

- Formasi Pre-Ngimbang dan Ngimbang, formasi-formasi ini berpotensi sebagai hidrokarbon karena memiliki material organik yang sangat baik dan juga *thermal maturity* yang matang.
- Tipe kerogen utamanya adalah Tipe III dan sebagian campuran antara kerogen tipe II dan tipe III
- Level kematangan berkisar mulai dari belum matang hingga matang untuk *gas window* hingga *over mature*.

Lapisan-lapisan batuan yang lebih muda daripada Ngimbang shale, memiliki kualitas batuan sumber yang rendah hingga sedang dan umumnya berada dalam tahap belum matang untuk menghasilkan hidrokarbon.

Di sub-cekungan Sepanjang dan West Kangean, *peak oil* dan pembentukan gas dimulai saat *Early Oligocene*. Di daerah sinklin yang dalam seperti di sub-cekungan Pagerungan, Ngimbang shale menghasilkan minyak, dan Pre-Ngimbang Shale masih menghasilkan gas hingga sekarang. Berdasarkan hasil analisa geokimia, gas yang berasal dari Formasi Paciran dan Rancak dibentuk oleh sumber biogenik.

### 2.4.3. Mekanisme Perangkap

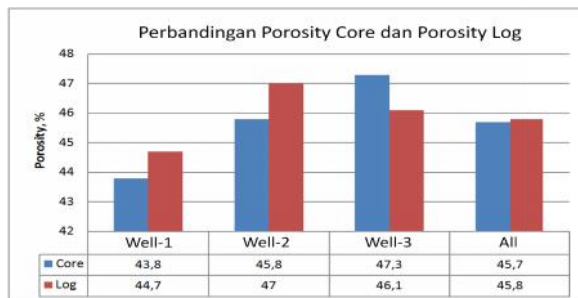
Lapangan penelitian adalah *closure* yang dibatasi oleh patahan. Patahan berarah north-east menjadi batas *closure*

disebelah barat dan patahan berarah timur-barat adalah batas selatannya. Patahan *north-east* tersebut bertindak sebagai batas antara struktur sebelah barat dan sebelah timurnya.

## 2.5 Perhitungan Porositas dan Permeabilitas Batuan

### 2.5.1. Perhitungan Porositas Batuan

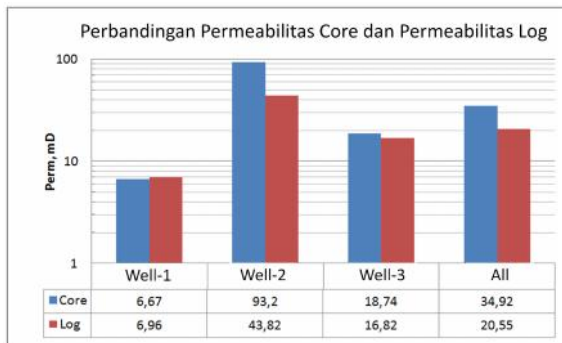
Porositas batuan dihitung dari data log densitas dan log neutron serta total 764 titik data core. Faktor bobot untuk data densitas dan neutron ditentukan dengan cara membandingkan dengan data core. Kandungan clay yang walaupun tidak signifikan dapat mempengaruhi perhitungan porosity core, sehingga dilakukan metoda koreksi khusus untuk estimasi porositas effective. Demikian juga koreksi washout telah dilakukan untuk mendapatkan nilai estimasi yang lebih baik. Nilai porositas data core berkisar dari 12.6% sampai 56.5% dengan rata-rata 43.9%. Nilai porositas yang dihitung dari data log rata-rata 45.8% dari batuan karbonatnya. Gambar 2.5 menunjukkan perbandingan porositas data core dan porositas dari hasil perhitungan data log.



Gambar2.5. Perbandingan nilai porositas dari data core dan porositas dari log di lapangan penelitian.

### 2.5.2 Perhitungan Permeabilitas Batuan

Perhitungan permeabilitas batuan dilakukan dengan menggunakan 764 titik data core. Kalibrasi dilakukan menggunakan multiple crossproduct non-linear method yang dipresentasikan pada *1997 World Petroleum Congress* di Beijing. Gambar 2.6. menunjukkan perbandingan nilai permeabilitas dari core dan permeabilitas dari hasil perhitungan data log di lapangan penelitian.



Gambar 2.6. Perbandingan nilai permeabilitas dari core dan permeabilitas dari log di lapangan penelitian.

### 2.6 Karakterisasi Reservoir

Reservoir adalah bagian yang menjadi wadah tempat menampungnya minyak dan gas Bumi, oleh karena itu Batuan reservoir memiliki porositas dan permeabilitas yang bagus. Karakterisasi merupakan hal yang sangat penting untuk menganalisa sebuah reservoir.

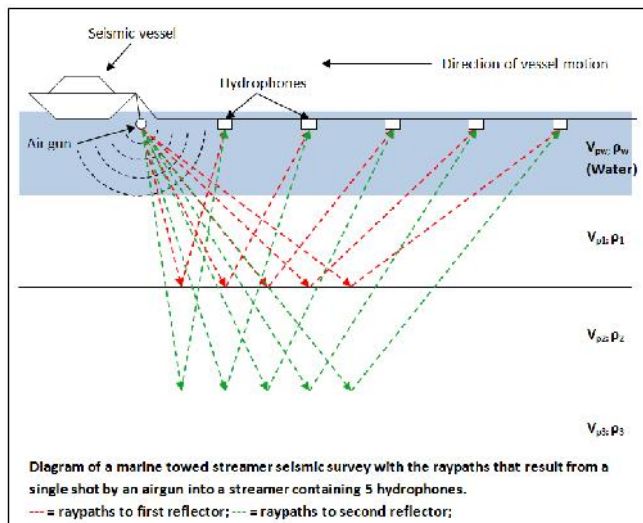
Karakterisasi reservoir adalah proses mendeskripsikan karakterisasi reservoir secara kualitatif atau kuantitatif dengan menggunakan data yang mendukung. Sementara untuk karakterisasi reservoir seismik dapat didefinisikan sebagai proses

untuk menjelaskankarakteristik reservoir dengan data utamanya adalah data seismik (Sukmono, 2001).

## 2.7 Seismik Refleksi dan Impedansi Akustik

Seimik refleksi merupakan salah satu metode geofisika untuk mengetahui informasi di bawah permukaan bumi dengan menggunakan prinsip pantulan gelombang akustik yang dihasilkan dari sumber gelombang dan direkam oleh receiver (*geophone* atau *hydrophone*).

Penjalaran gelombang seismik mengikuti hukum Snellius yang menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias adalah fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Apabila sebuah gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda, maka akan menghasilkan gelombang refleksi dan refraksi (Sukmono, 2001).

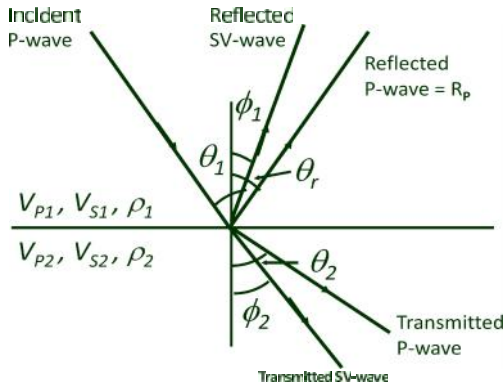


Gambar 2.7. Diagram survei seismik laut ([www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org))

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias adalah fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Apabila sebuah gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda, maka akan menghasilkan gelombang refleksi dan refraksi.

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum snellius, antara lain sebagai berikut:

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = p \dots \dots \dots (2.1)$$



Gambar 2.8. Skema penalaran gelombang (Russel, 2001)

Data yang digunakan dari refleksi gelombang seismik adalah data waktu dan kecepatan gelombang. Salah satu karakteristik yang dapat diperoleh dari refleksi seismik dengan data kecepatan adalah impedansi akustik. Seperti yang terlihat pada gambar 2.8.

$$\text{Impedansi Akustik (IA)} = \rho V \dots \dots \dots (2.2)$$

Pada persamaan (2.2) ...adalah densitas dan  $V$  adalah kecepatan gelombang seismik.

Kedua parameter di atas sangat mempengaruhi nilai impedansi akustik. Sedangkan fluida di dalam pori-pori memiliki efek yang sangat kuat terhadap kecepatan dari pada terhadap densitas. IA dapat juga dianalogikan sebagai suatu parameter kekerasan batuan. Misalnya limestone memiliki IA yang tinggi, sementara batu pasir memiliki IA yang rendah.

Kecepatan memiliki peranan yang lebih dominan dibanding dengan densitas karena porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak dan gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Kecepatan sendiri dipengaruhi oleh bulk dan shear modulus serta densitas batuan sendiri. (Sukmono, 2001)

$$V_p = \frac{\sqrt{\frac{4}{3}\mu + k}}{\rho} \dots\dots\dots(2.3)$$

Keterangan:

$V_p$  = Kecepatan gelombang P

$\mu$  = *Shear modulus*

$k$  = *Bulk modulus*

$\rho$  = Densitas (g/cc)

Hasil dari impedansi akustik berupa koefisien refleksi. Koefisien refleksi dapat menjadi cerminan bidang batas media yang memiliki perbedaan harga impedansi akustik. Untuk koefisien pada sudut datang 0 derajat, dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut :

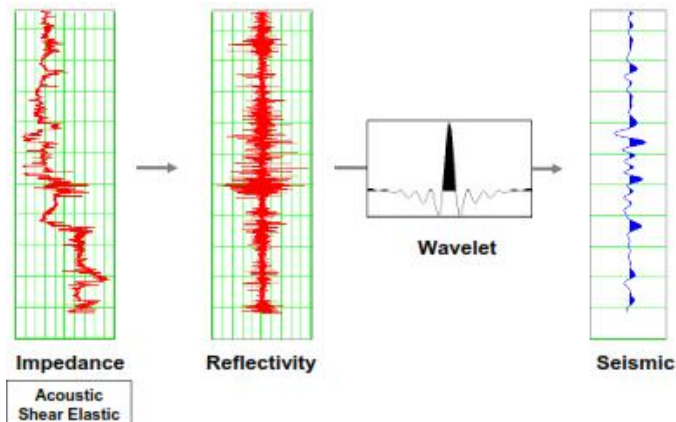
$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \dots\dots\dots(2.4)$$

Secara normal nilai KR antar lapisan akan berharga positif karena nilai kecepatan semakin kebawah semakin besar. (Sukmono, 2001)

## 2.8 Metode Seismik Inversi

Metode seismik inversi adalah teknik untuk memprediksi model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Metode seismik inversi adalah bentuk pemodelan ke belakang (*inverse modelling*) seperti pada gambar 2.9, di mana inputnya adalah data seismik yang dikonvolusi dengan wavelet sehingga menghasilkan penampang Impedansi Akustik.

Ada 2 jenis metode seismik inversi berdasarkan proses *stack* data seismik yaitu inversi *pre-stack* dan *post-stack*. Pada penelitian ini membahas inversi *post-stack*, yang terdiri dari beberapa algoritma seperti inversi rekursif (*bandlimited*), inversi berbasis model (*model-based*), dan inversi *sparse spike*. Pada penelitian ini untuk pemodelan inversi akustik impedansi menggunakan inversi *model based*.

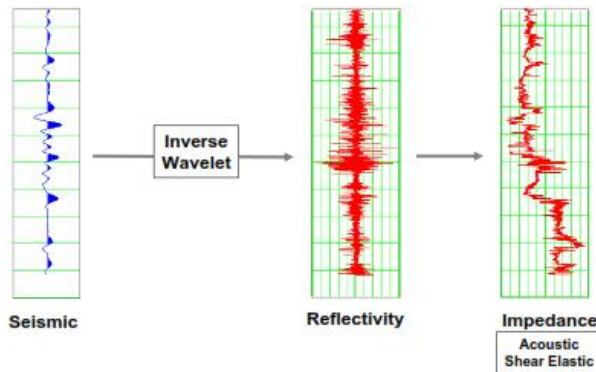


Gambar 2.9. bentuk umum pemodelan kedepan(Russel, 1996)

Prinsip metode inversi *Model Based* adalah membuat model geologi terlebih dahulu dan membandingkan dengan data

seismik *real* hasil pengukuran lapangan. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif untuk memperbarui model supaya lebih menyesuaikan dengan data seismik. *Error* antara data seismik dengan model yang dibuat dihitung terlebih dahulu dengan menyamakan frekuensi kedua data tersebut. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan rekursif. Berikut ini adalah model inverse modelling secara umum.

Kunci utama dalam pengembangan metode inversi *model based* adalah pencarian model yang akan menghasilkan data yang paling mendekati data asli, dan bagaimana memperbaharui model tersebut jika datanya belum sesuai dengan data asli. Keuntungan menggunakan metode inversi *model based* adalah metode ini tidak menginversi langsung dari data seismik melainkan menginversi model geologinya. Kerugiannya adalah metode ini sangat tergantung pada pemilihan wavelet.

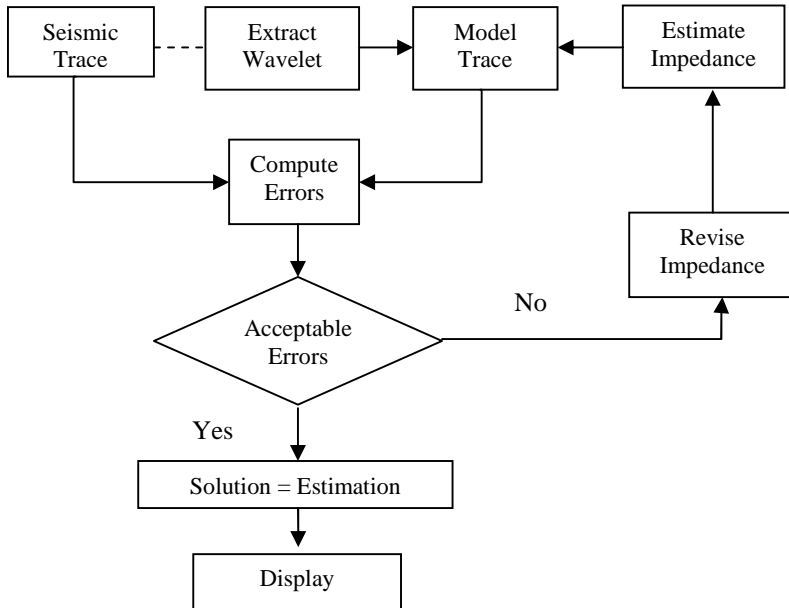


Gambar 2.10. Bentuk umum pemodelan kebelakang (inverse modelling) pada metode inversi (Russel, 1996)

Kunci utama dalam pengembangan metode inversi *model based* adalah pencarian model yang akan menghasilkan data yang paling mendekati data asli, dan bagaimana memperbaharui model tersebut jika datanya belum sesuai dengan data asli. Keuntungan



menggunakan metode inversi *model based* adalah metode ini tidak menginversi langsung dari data seismik melainkan menginversi model geologinya. Kerugiannya adalah metode ini sangat tergantung pada pemilihan wavelet.



Gambar 2.11 Flowchart metode inversi *model based*(Russel, 1997)

Model *based inversion* dimulai dengan persamaan untuk model konvolusional :

$$S = W * R + Noise \dots \dots \dots (2.5)$$

dimana S merupakan diasumsikan sebagai *seismic trace* dan W adalah wavelet yang diketahui. Diasumsikan Noise adalah random dan tidak korelasi dengan *signal*.

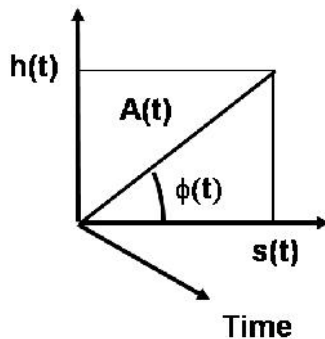
## 2.9. Atribut Seismik

Atribut seismik dapat dibagi kedalam dua kategori yaitu *Horizon-based attributes* di mana atribut dihitung sebagai rata-rata antara dua horizon dan *sample-based attributes* di mana atribut merupakan transformasi dari *trace input* untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama. Atribut dalam perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample based attributes*.

Atribut – atribut seismik dikelompokkan kedalam 5 kategori, yaitu:

1. Atribut Sesaat (*Instantaneous Attributes*)/atribut kompleks

Atribut ini dihitung dari trace kompleks  $C(t)$ , yang terdiri dari trace seismik  $s(t)$ , dan transformasi Hilbert  $h(t)$ , yang merupakan pergeseran fasa sebesar  $90^\circ$  dari trace seismik.



Gambar 2.12. *Trace* kompleks dalam bentuk polar (Russell,1997)

Penulisan *trace* kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada gambar 2.12, memberikan dua atribut dasar, yaitu kuat refleksi ( $A(t)$ ) dan fasa sesaat ( $\Phi(t)$ ).

$$C_{(t)} = S_{(t)} + ih_{(t)} \dots \dots \dots (2.6)$$

Seismik *trace* Riil dapat dihitung dengan:

$$S_{(t)} = A_{(t)} \cos \phi_{(t)} \dots\dots\dots(2.7)$$

Imajiner seismik *trace* dapat dihitung dengan:

$$h_{(t)} = A_{(t)} \sin \phi_{(t)} \dots\dots\dots(2.8)$$

pada *trace* kompleks diperoleh dengan menggabungkan *trace* riil dengan *trace* imajiner sehingga diperoleh:

$$\begin{aligned} C_{(t)} &= S_{(t)} + ih_{(t)} \\ &= A_{(t)} \cos \phi_{(t)} + A_{(t)} \sin \phi_{(t)} \\ &= A_{(t)} e^{i \phi_{(t)}} \dots\dots\dots(2.9) \end{aligned}$$

Frekuensi sesaat merupakan turunan waktu dari fasa sesaat. Persamaan frekuensi sesaat dapat ditulis sebagai:

$$\omega = \frac{d\phi(t)}{dt} = \text{instantaneous frequency} \dots\dots\dots(2.10)$$

Atribut – atribut lainnya merupakan kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut, seperti yang terlihat di bawah ini :

- $\cos \phi(t)$  = *Cosine instantaneous phase*
- $A(t) \cos \phi(t)$  = *amplitude weighted cos phase*
- $A(t) \sin \phi(t)$  = *amplitude weighted phase*
- $A(t) \omega(t)$  = *amplitude weighted frequency*

Sedangkan atribut polaritas semu merupakan kuat refleksi dikalikan tanda pada sampel seismik pada nilai puncak. Perhitungan ini menghasilkan tanda positif saat koefisien refleksi positif dan tanda negatif saat koefisien negatif.

## 2. Atribut Jendela Frekuensi ( *Window Frequency Attributes* )

Pada atribut yang kedua ini didasarkan pada *windowed frequency analysis* atau analisa frekuensi menggunakan *window*. Pada proses ini, *Fourier transform* dari setiap *trace* seismik

diambil 64 sampel (default). Dari window ini, baik amplitudo frekuensi rata-rata maupun amplitudo frekuensi dominan digunakan kemudian nilainya ditempatkan pada tengah-tengah window. Window baru lalu dipilih dari 32 sampel kemudian dari atribut frekuensi yang baru lalu dihitung dan demikian seterusnya.

### 3. Atribut *Filter Slice*

Set atribut ketiga terdiri dari narrow band filter slice dari trace seismik. Enam slice yang digunakan adalah sebagai berikut :

- 5/10 – 15/20 Hz
- 15/20 – 25/30 Hz
- 25/30 – 35/40 Hz
- 35/40 – 45/50 Hz
- 45/50 – 55/60 Hz
- 55/60 – 65/70 Hz

### 4. Derivative Attributes

Set atribut yang ke empat adalah atribut didasarkan pada turunan pertama atau kedua dari trace seismik ataupun *seismic envelope* (amplitudo sesaat). Turunan dihitung melalui cara berikut.

$$d1_1 = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t}$$

$$d2_1 = \frac{d1_1 - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{S_i - 2S_{i-1} - S_{i-2}}{\Delta t^2} \dots\dots\dots(2.11)$$

Dimana  $S_i$  = sampel trace seismik atau *amplitude envelope* ke-I,  $d1_i$  = turunan pertama dari I,  $d2_i$  = turunan kedua dari I dan  $dt$  = interval sampling.

### 5. *Integrated Attributes*

Jenis atribut kelima ini di dasarkan pada integrasi *trace* seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut ini :

$$I_i = S_i + I_{i-1} \dots \dots \dots (2.12)$$

dimana  $S_i$  adalah sampel ke  $i$  dari trace seismik atau kurva refleksi, dan  $I_{i-1}$  adalah nilai integrasi.

Persamaan di atas merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Pada akhir dari penjumlahan berjalan integrasi dari seismik difilter dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan trace seismik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi di normalisasi dengan membagi hasil integrasinya dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan data.

## 2.10 Metode Seismik Multiatribut

Analisa multiatribut seismik adalah salah satu metode geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk memprediksi sifat fisik bumi (Russel,1997). Metode geostatistik ini dibagi menjadi sub-kategori utama yaitu:

1. Perluasan *co-kriging* untuk melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memperdiksi parameter utama.
2. Metode yang Menggunakan matriks kovarian untuk memprediksi atau teknik optimasi non-linier untuk mengkombinasikan atribut input yang telah diberi bobot secara linier.
3. Metode yang menggunakan Artificial Neural Network (AANs) atau teknik optimasi non – linier untuk mengkombinasika atribut – atribut menjadi perkiraan dari parameter lain yang diinginkan.

Pada metode kedua, algoritma akan mencari sebuah fungsi yang mengkonversikan  $m$  atribut yang berbeda ke dalam geologi properties yang diinginkan, dalam hal ini persamaan dapat dituliskan sebagai berikut:

$$P(x,y,z) = F[AI(x,y,z), \dots, Am(x,y,z)] \dots \dots (2.13)$$

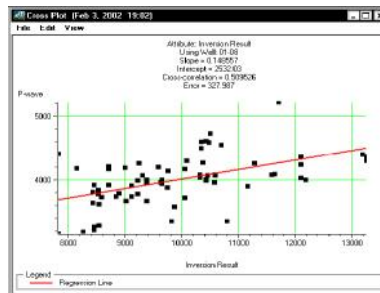
dimana:

P = Properti *log*, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z

F = Fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti *log*

A<sub>i</sub> = atribut, dimana i = 1,2,...m

Prosedur sederhana dalam menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah melakukan *cross-plot* di antara kedua data tersebut seperti pada gambar berikut ini.



Gambar 2.13. *Cross-plot* data target dan atribut seismik (Hampson, et al., 2001)

Berdasarkan gambar 2.12 dapat ditarik sebuah garis linier dengan fungsi.

$$y = a + b \cdot x \dots \dots \dots (2.14)$$

Dari fungsi garis tersebut dapat diminimalkan total prediksi error dengan persamaan:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y - a - b \cdot x_i)^2 \dots \dots \dots (2.15)$$

Untuk sebuah kasus sederhana, hubungan antara *log* properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier berikut ini :

$$P = W_0 + W_1A_1 + ..... + W_mA_m.....(2.16)$$

Dimana  $w_i$  adalah nilai bobot  $m+1$ , di mana  $i = 0, \dots, m$ . Nilai bobot ditentukan dengan membuat matriks dari persamaan di atas. Sebelumnya matriks atribut dinormalisasi kemudian dilakukan invers dan selanjutnya hasil dari matriks invers dikalikan dengan matriks target log. Jumlah serta tipe dari atribut ditentukan dengan menggunakan *cross – plot* antara atribut dan parameter yang diukur, serta koefisien korelasi terkait.

Pengembangan analisis linier konvensional terhadap multiple atribut dilakukan secara langsung. Berikut ini adalah contoh analisa multi-atribut dengan menggunakan 3 atribut . pada setiap sampel waktu, log target di modelkan oleh persamaan linier:

$$L_t = W_0 + W_1A_1 t + W_2A_2 t + W_3A_3 t .....(2.17)$$

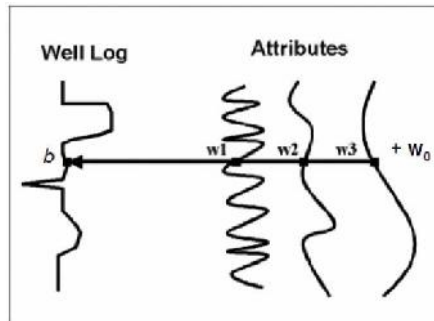
Pembobotan (weights) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared predicted error*, sebagai perluasan dari persamaan (2.17):

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=j}^N (L_i - W_0 - W_1A_{1i} - W_2A_{2i} - W_3A_{3i}) \dots \dots (2.18)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar:

$$\begin{matrix} W_0 & N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} & -1 & L_i \\ W_1 & \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} & & A_{1i}L_i \\ W_2 & \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} & & A_{2i}L_i \\ W_3 & \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 & & A_{3i}L_i \end{matrix} \quad (2.19)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-square error* (2.18) dihitung menggunakan pembobotan yang diperoleh dari pengukuran dengan kecocokan terbaik, seperti melakukan korelasi yang dinormalisasi pada persamaan (2.14).

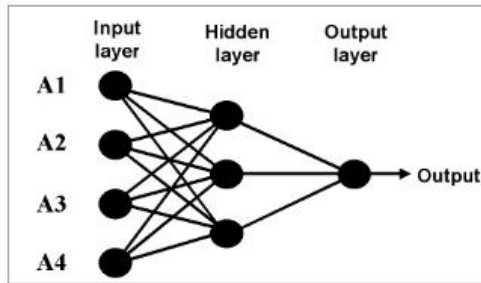


Gambar 2.14. Contoh penggunaan tiga sampel atribut untuk memprediksi *log* target (Hampson, et. all, 2001).

## 2.11 Probabilistik Neural Network

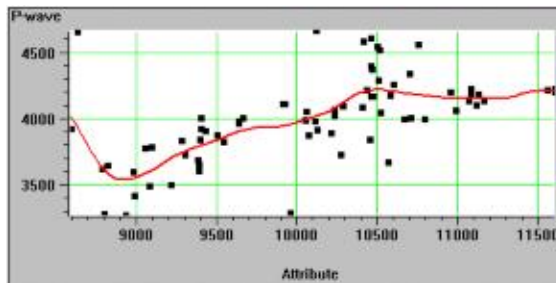
Regresi multiatribut berjalan dengan baik pada relasi linier fungsional yang baik di antara log yang diprediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linier dapat diaplikasikan metode *neural network* sebagai algoritma prediksi. Secara umum, Artificial Neural Network (ANN) adalah sekumpulan komponen program komputer yang di desain untuk memodelkan kerja sistem otak. Neural network meniru cara kerja otak dalam dua aspek, yaitu pengetahuan atau data didapatkan dari proses *training* dan kekuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut.





Gambar 2.15. Struktur umum neural network (Hampson, et al., 2001)

Ide dasar dari PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk variabel dependen tunggal.



Gambar 2.16. Prediksi kurva yang diperoleh dari PNN (Hampson, et al., 2001)

Probabilistik Neural Network merupakan interpolasi matematika yang menggunakan arsitek Neural dalam aplikasinya. PNN memiliki formulasi matematis sehingga menjadi jauh lebih baik dibanding MLFN (Multi Layer Feed Forward). Data yang dipakai oleh PNN sama dengan data percobaan oleh MLFN. Data ini terdiri dari:

$$\{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\}$$

$$\begin{aligned}
& \{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\} \\
& \{A_{13}, A_{23}, A_{33}, L_3\} \\
& \vdots \\
& \{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}, \quad (2.20)
\end{aligned}$$

dimana A adalah atribut seismik, n merupakan contoh data training dengan 3 atribut. Nilai  $L_i$  adalah nilai target terukur dari masing – masing contoh .

Dengan menggunakan data percobaan, metode PNN mengasumsikan bahwa nilai log terukur yang baru dapat ditulis sebagai kombinasi linier dari nilai log pada data percobaan. Contoh data baru dengan nilai atributnya adalah:

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\} \quad (2.21)$$

maka nilai log yang baru akan menjadi :

$$\hat{L}_m \ x_m = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D \ x, x_i)}{\sum_{i=1}^n \exp(-D \ x, x_i)} \dots\dots\dots (2.22)$$

$$D \ x, x_i = \sum_{j=1}^3 \frac{(x_j - x_{ij})^2}{\sigma_j^2} \dots\dots\dots (2.23)$$

Nilai dari kuantitas  $D(x, x_i)$  adalah jarak antara nilai input dan nilai training masing-masing jarak  $x_i$ . Jarak tersebut diukur dalam multidimensional yang direntang oleh atribut dan ditentukan oleh kuantitas  $\sigma_j$ , yang mungkin berbeda pada masing-masing atribut. Persamaan (2.22) dan (2.23) menunjukkan penerapan PNN. Training network terdiri dari pembentukan set yang optimal dari parameter *smoothing*,  $\sigma_j$ . Kriteria dalam menentukan parameter ini yaitu bahwa network yang dihasilkan harus memiliki kesalahan validasi terendah. Berikut ini adalah cara menentukan validasi untuk target sampel  $m^{th}$ :

$$\hat{L}_m x_m = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D x_m x_i)}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D x_m x_i)} \dots \dots \dots (2.24)$$

Dari sampel tersebut dapat dihitung kesalahan prediksi untuk sampel tersebut. Dengan mengulangi proses pada setiap sampel training, dapat ditentukan kesalahan prediksi total pada data training sebagai:

$$E_v \sigma_1, \sigma_2, \sigma_3 = \sum_{i=1}^N (L_i - \hat{L}_i)^2 \dots \dots \dots (2.25)$$

Perhatikan bahwa kesalahan prediksi tergantung pada pilihan parameter  $\sigma_j$ . Kuantitas ini diminimalkan dengan menggunakan nonlinier konjugasi algoritma gradien. *Network* yang dihasilkan akan memiliki kesalahan validasi yang diminimalkan.

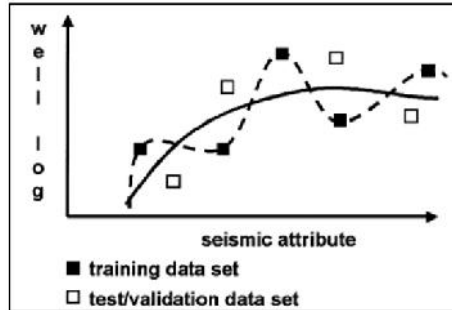
## 2.12 Validasi

Transformasi multiatribut dan PNN dengan jumlah  $M+1$  mempunyai *training error* yang lebih kecil atau sama dengan transformasi  $M$  atribut. Dengan ditambahkannya beberapa atribut terjadi penurunan secara asimptotis dari *training error*. Ketika penambahan atribut selalu meningkatkan kecocokan dari data *training*, penambahan tersebut tidak berguna saat diterapkan pada data yang baru yang tidak termasuk data training. Hal ini disebut dengan “over training”. Dengan menggunakan sejumlah atribut yang besar dapat dianalogikan dengan pencocokan *crossplot* dengan orde polinomial yang besar.

Beberapa dari teknik ini diterapkan pada metode regresi linier, dan tidak diterapkan pada prediksi non-linier menggunakan neural network. Sementara itu *cross* validasi dapat diterapkan pada berbagai validasi.

*Cross* validasi membagi seluruh data *training* kedalam dua bagian, yaitu data training dan data validasi. Data *training* digunakan untuk menghasilkan transformasi, sedangkan data

validasi merupakan data yang digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*. Dengan asumsi bahwa *over training* pada data training akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi seperti ditunjukkan oleh gambar 2.17.



Gambar 2.17. Ilustrasi *cross-validation* (Hampson, et all., 2001)

Data *training* terdiri dari data sampel training dari semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan. Data validasi dari sampel terdiri dari data sumur yang disembunyikan. Total *error* validasi merupakan rata-rata rms *error* individual.

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \dots \dots \dots (2.26)$$

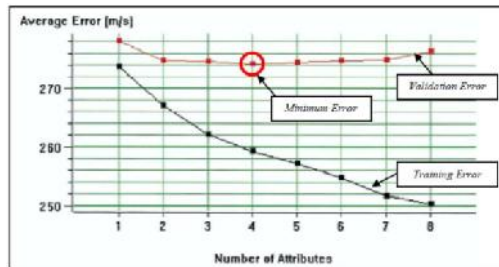
$E_v$  = Validasi *error* total

$E_{vi}$  = Validasi error pada sumur  $i$

$N$  = Jumlah sumur

Berdasarkan gambar 2.18 terlihat plot yang telah ditambahkan validasi total error (kurva paling atas). Seperti yang diharapkan, validasi error untuk sejumlah atribut selalu lebih besar dari *training error* (kurva paling bawah). Hal ini disebabkan oleh penghilangan sebuah sumur dari data set *training* selalu menurunkan hasil kemampuan prediksi. Perlu diperhatikan bahwa setelah atribut kedua, atribut lainnya menyumbang

peningkatan yang kecil pada validasi *error*, dan pada kenyataannya, secara bertahap menyebabkan peningkatan pada prediksi *error*.

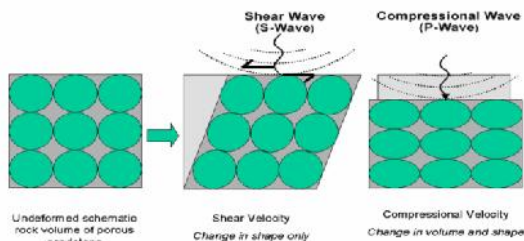


Gambar 2.18. Plot validasi total error dan training error(Hampson, et al., 2001)

## 2.13 Sifat Fisika Batuan

### 2.13.1 Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan S( $V_s$ )

pada analisa kecepatan gelombang seismik tidak sama halnya dengan densitas, kecepatan gelombang mengikut sertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu. Seperti terlihat pada gambar (2.17). Ketika sebuah kubus batuan mengalami kompresi (*compressed*), gelombang P mampu mengubah volume dan bentuk batuan, sementara gelombang S hanya mengubah bentuk saja.



Gambar 2.19. Skema deformasi batuan terhadap gelombang P dan gelombang S (Goodway, 1997)

Berdasarkan gambar (2.17) maka kecepatan gelombang seismik dibagi menjadi dua jenis, yaitu kecepatan gelombang P yaitu arah pergerakan partikelnya sejajar dengan arah perambatan gelombang. Kemudian kecepatan gelombang Shear yaitu arah pergerakan partikelnya tegak lurus dengan perambatan gelombangnya.

Perbandingan  $V_p$  dan  $V_s$  dipresentasikan dengan menggunakan Poisson's ratio ( $\sigma$ ).

$$\sigma = \frac{\chi - 2}{2\chi - 2} \quad \dots\dots\dots (2.27)$$

dimana :  $\gamma = \left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2$

Berdasarkan perbandingan  $V_p$  dan  $V_s$  dapat digunakan sebagai indikator litologi (Tatham). Apabila diasumsikan isotropik, lempung selalu memiliki rasio  $V_p/V_s$  yang tinggi daripada reservoir pasir. Sementara untuk karbonat menunjukkan bahwa  $V_p/V_s$  dapat digunakan untuk mendiskriminasi batu gamping dari dolomit.  $V_p/V_s$  atau rasio imoedansi juga telah berhasil digunakan untuk deteksi secara langsung hidrokarbon. Terutama dengan teknik AVO karena  $V_s$  tidak sensitif terhadap perubahan fluida sementara  $V_p$  lebih sensitif terhadap perubahan saturasi dan jenis fluida yang berbeda sehingga menghasilkan perubahan  $V_p/V_s$ .

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan dari persamaan kecepatan P-wave dan S-wave diturunkan untuk batuan *non-porous* dan isotropic. Persaman kecepatan menggunakan koefisien lamda ( – *Lamé coefficient*), modulus Bulk (K), dan modulus Shear ( $\mu$ ) dituliskan sebagai berikut.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.28) \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.29)$$

### 2.13.2 Densitas

Densitas merupakan perbandingan antara massa dengan volume. Densitas merupakan salah satu parameter yang digunakan dalam persamaan kecepatan gelombang P, dan Gelombang S, dan akustik impedansi, dimana semuanya mempengaruhi respon gelombang seismik bawah permukaan. Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam persamaan wyllie:

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - W) + \rho_w S_w W + \rho_{hc}(1 - S_w)W \quad (2.30)$$

dimana :

$\rho_b$  = densitas *bulk* batuan

$\rho_m$  = densitas matriks

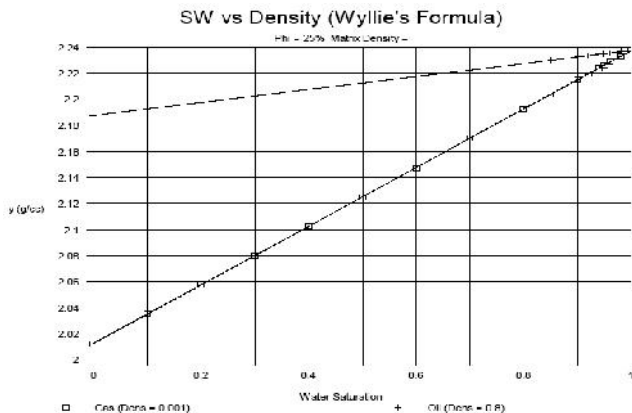
$\rho_f$  = densitas fluida

$\phi$  = porositas batuan

$S_w$  = water saturation

$\rho_w$  = density air (mendekati 1 g/cm<sup>3</sup>)

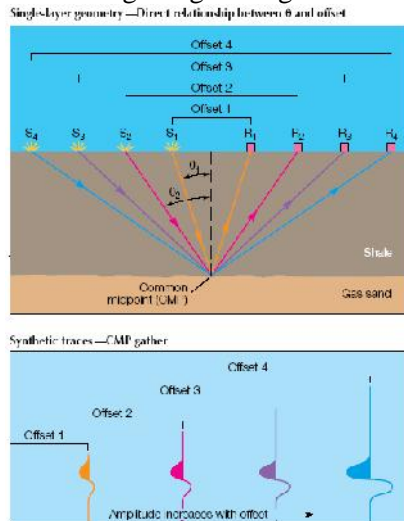
$\rho_{hc}$  = density hidrokarbon.



Gambar 2.20. kurva dan densitas berdasarkan persamaan Wyllie

## 2.14 Amplitude Variation With Offset (AVO)

AVO awalnya merupakan sebuah teknik untuk memvalidasi anomali amplitudo pada data seismik yang berasosiasi dengan keberadaan gas pada reservoir (Ostander, 1982). Anomali amplitudo muncul akibat dari penurunan koefisien refleksi gelombang seismik secara drastis pada lapisan yang mengandung gas bila dibandingkan dengan koefisien refleksi pada lapisan-lapisan sekitarnya. Fenomena ini disebut sebagai *bright spot*. Tetapi dalam prakteknya tidak semua *bright spot* menunjukkan kehadiran gas, misalnya sisipan batu bara, lapisan-lapisan yang sangat berpori ataupun rekah-rekah, lapisan garam, konglomerat, turbidit, *tuning effect* dari lapisan-lapisan tipis dapat juga menunjukkan fenomena seperti *bright spot* pada data seismik (Suprajitno, 1990). Oleh karena itu AVO dikembangkan untuk mengurangi ambiguitas tersebut.



Gambar 2.21. Hubungan antara *offset* dengan sudut datang ( $\theta$ ) yang terekam dalam titik reflektor yang sama (Chiburis et al, 1993)



Prinsip dasar dari AVO adalah anomali yang disebabkan karena bertambahnya amplitudo sinyal refleksi terhadap jarak sumber gelombang seismik menuju Penerima rekaman (*receiver*), apabila gelombang seismik dipantulkan oleh lapisan batuan berisi gas. Jarak sumber ke penerima atau offset berhubungan dengan sudut datang sinar seismik terhadap pantulan. Semakin besar offset maka semakin besar pula sudut datangnya (Russel,2001).

Fenomena AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian besar energi dipantulkan dan ditransmisikan. Pada saat gelombang seismik menuju batas lapisan sudut datang tidak sama dengan nol maka akan terjadi konversi gelombang P menjadi gelombang S.

Persamaan AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik. Knott dan Zoeppritz melakukan analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dalam bentuk matriks berikut ini.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos W_1 & -\sin \theta_2 & \cos W_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin W_1 & -\cos \theta_2 & -\sin W_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{r_1}{S_1} \cos 2W_1 & \frac{\dots_2 r_1 S_2^2}{\dots_1 r_2 S_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\dots_2 r_1 S_2}{\dots_1 S_1} \cos 2W_2 \\ \cos 2W_1 & -\frac{S_1}{r_1} \sin 2W_1 & -\frac{\dots_2 r_2}{\dots_1 r_1} \cos 2W_2 & -\frac{\dots_2 S_2}{\dots_1 r_1} \sin 2W_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2W_1 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

dimana:

A = Amplitudo gelombang P refleksi

$\theta_1$  = sudut datang gelombang P

B = Amplitudo gelombang S refleksi

$\theta_2$  = sudut bias gelombang P

C = Amplitudo gelombang P transmisi

$W_1$  = sudut pantul gelombang S

D = Amplitudo gelombang S transmisi

$W_2$  = sudut bias gelombang S

$r$  = kecepatan gelombang P

... = densitas

S = kecepatan gelombang S

Kemudian Aki, Richards dan Fasier mendekati persamaan Zoeppritz menjadi tiga. Bentuk yang pertama mengikutkan densitas, bentuk kedua mengikutkan  $V_p$  dan bentuk ketiga mengikutkan  $V_s$ .

$$R(\theta) = a \frac{\Delta \rho}{\rho} + b \frac{\Delta V_p}{V_p} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (2.32)$$

dimana,

$$a = 1/(\cos^2 \theta) = 1/2 + \tan^2 \theta; b = 0.5 - [(2V_s^2/V_p) \sin^2 \theta]; c = -(4V_s^2/V_p^2) \sin^2 \theta;$$

$$V_p = (V_{p1} + V_{p2})/2; V_s = (V_{s1} + V_{s2})/2; \rho = (\rho_1 + \rho_2)/2; \Delta V_p = V_{p1} - V_{p2};$$

$$\Delta V_s = V_{s1} - V_{s2}; \Delta \rho = \rho_1 - \rho_2; \theta = (\theta_1 + \theta_2)/2; \theta_1 = \arcsin [(V_{p2}/V_{p1}) \sin \theta_1]$$

Berdasarkan persamaan itu pula, Shuey (1985) menyusun sebuah persamaan berikut :

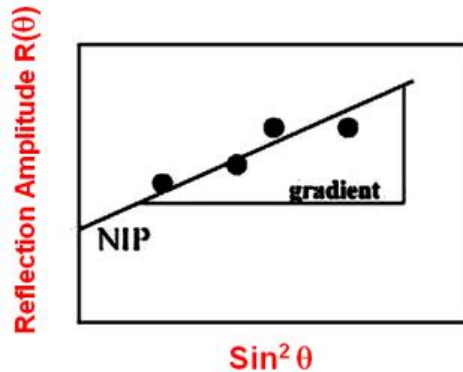
$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \dots \dots \dots (2.33)$$

Dimana,

$$A = \frac{1}{2} \frac{V_p}{V_p} + \frac{\rho}{\rho}, B = \frac{1}{2} \frac{V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\rho}{\rho}$$

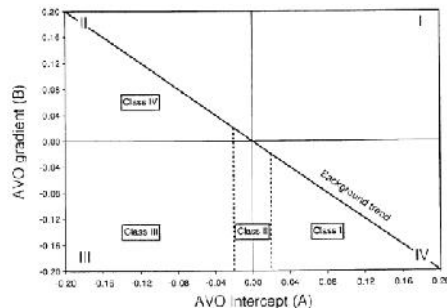
$$\text{Dan } C = \frac{1}{2} \frac{V_p}{V_p}$$

Dengan A merupakan reflektivitas *normal incident* dan B adalah gradien antara koefisien refleksi terhadap sudut datang.



Gambar 2.22. Aplikasi persamaan Shuey (1985), intercept adalah perpotongan garis dengan koefisien refleksi dan kemiringan adalah gradien (Burianyk, 2000)

Dari crossplot intercept dan gradien diperoleh kelas *gas sand*, Rutherford dan Wiliams (1989) membagi anomali AVO berdasarkan kandungan minyak dan gas ke dalam 3 kelas.



Gambar 2.23 Kelas-kelas AVO dan *Cross-plot*(Castagna, 2001)

Kelas I merupakan kontras impedansi tinggi pada *sand*, kelas II, (*Near-zone impedance contrast sands*); dan kelas III, kontras impedansi rendah pada *sand*. Kemudian pada tahun 1998 Castagna et al. Memperkenalkan Sandstone kelas IV setelah melakukan *cross plot* berdasarkan Klasifikasi Rutherford dan William.

## 2.15 Inversi LMR (*Lamda Mu Rho*)

Pada tahun 1991 Goodway et al. Memperlihatkan bahwa parameter  $\lambda$  dan  $\mu$  memiliki hubungan dengan impedansi gelombang P ( $I_p$ ) dan impedansi gelombang S ( $I_s$ ) yang dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini :

$$\text{therefore: } Z_s^2 = (\dots V_s)^2 = \dots \quad (2.34)$$

$$\text{and: } Z_p^2 = (\dots V_p)^2 = (\dots + 2\mu) \dots$$

$$\text{so: } \dots = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (2.35)$$

Gray dan Andersen (2001) menyatakan bahwa rigitas ( $\mu$ ) atau modulus geser didefinisikan sebagai resistensi batuan terhadap sebuah strain yang mengakibatkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total dari batuan tersebut. Sedangkan modulus  $\lambda$  berkaitan erat terhadap inkompresibilitas yang lebih banyak mengenai kandungan fluida batuan.

Berikut ini adalah konsep untuk Rigiditas dan inkompresibilitas :

- Rigiditas dideskripsikan sebagai seberapa besar suatu material berubah bentuk terhadap tekanan. Rigiditas lebih sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula suatu material batuan untuk mengalami *slide over* satu sama lainnya.
- Inkompresibilitas merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan

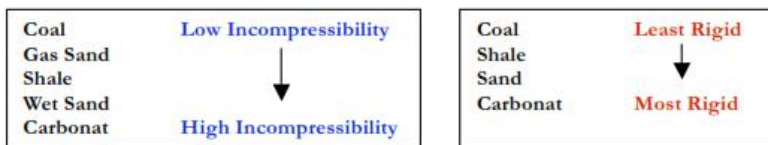
volume bila dikenai *stress*. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitupula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori-pori dari pada perubahan ukuran butirnya.

Dua parameter tersebut dapat dijelaskan oleh gambar 2.20 di bawah ini.



Gambar 2.24. Ilustrasi material yang memiliki harga regiditas dan kompresibilitas yang berbeda (Russel, 2001)

Kartu dan lempung (kiri) memiliki rigiditas yang rendah karena mudah untuk *slide over* satu sama lain. Batu bata dan batu gamping memiliki rigiditas yang tinggi karena sulit untuk *slide over* satu sama lainnya. Keduanya juga memiliki harga inkompresibilitas yang tinggi. Sebaliknya, spon dan batu pasir pantai (kanan) memiliki inkompresibilitas yang rendah. Fluida yang mengisi pori-pori mempengaruhi harga kompresibilitas. Jika gas yang mengisi pori-pori maka batuan tersebut akan lebih mudah terkompresi dari pada yang terisi minyak ataupun air.



Gambar 2.25. Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa tipe batuan (Royle, 1999)

## **BAB III METODOLOGI**

### **3.1 Metode Penelitian**

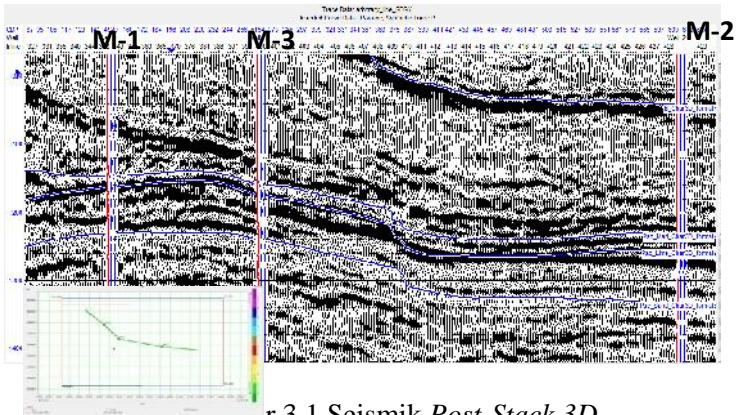
Dalam penelitian ini digunakan metode multi-attribut dan Probabilistik Neural Network (PNN) untuk prediksi porositas. Metode analisa AVO dan Inversi Lamda-mu-rho (LMR) digunakan untuk analisa hidrokarbon dan karakterisasi reservoir karbonat di lapangan MS#. Pada penelitian ini langkah pertama untuk prediksi reservoir adalah melakukan inversi akustik impedansi pada data seismik integrasi dengan data sumur. Hasil dari inversi akustik impedansi akan menjadi attribute eksternal seismik yang selanjutnya dikombinasikan dengan atribut internal untuk prediksi porositas. Hasil dari multi-attribut akan dioptimasi menggunakan PNN untuk mendapatkan hasil pendekatan secara non linier. Untuk metode analisa AVO dan lamda-mu-rho (LMR) dilakukan dengan analisa perubahan amplitudo terhadap offset pada data seismik kemudian di validasi dengan data sumur. Kemudian setelah analisa AVO dilanjutkan dengan membuat atribut volume product ( $A*B$ ) untuk analisa keberadaan hidrokarban. kemudian dilanjutkan pada tahap inversi LMR untuk melihat distribusi hidrokarbon dan reservoir. Untuk lebih jelasnya dijelaskan dalam alur metode penelitian.

### **3.2 Data Penelitian**

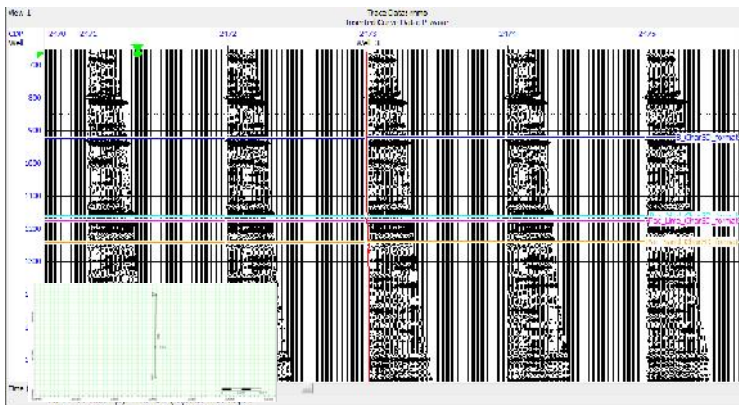
#### **3.2.1 Data Seismik**

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik. Ada 2 jenis data seismik yang digunakan yaitu *Post-Stack 3D* dan *Pre-stack 2D gather* dalam skala waktu. Untuk data seismik Post-stack 3D merupakan data yang sudah melalui tahap processing yang benar dan memiliki *preserved* amplitudo yang

baik pada seluruh *line*, sehingga aplikasi atribut dari interpretasi dapat dilakukan di dalam kawasan waktu. Data Seismik *Post-stack* 3D dengan format SEG-Y mencakup inline 254-569 dan xline 4246-6804. Sementara untuk data seismik *pre-stack* 2D *gather* data telah mengalami beberapa tahapan *processing*. Sehingga masih perlu satu tahapan untuk diproses pada analisa AVO. Data seismik ini memotong pada sumur M-3.



Gambar 3.1. Seismik *Post-Stack* 3D



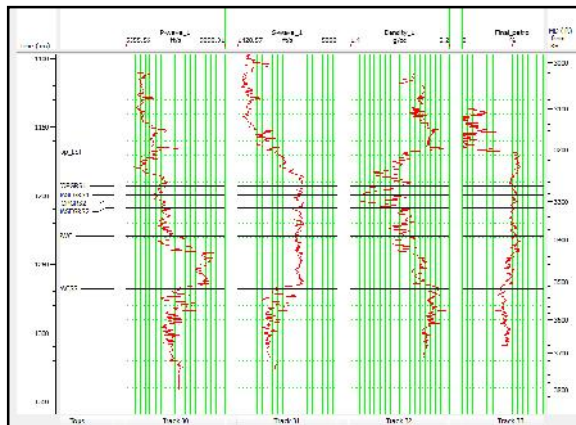
Gambar 3.2. Seismik *Pre-Stack* 2D *gather*

### 3.2.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebanyak 3 sumur yaitu sumur M-1, Sumur M-2, dan sumur M-3. Ketiga sumur ini dilengkapi dengan data *log Sonic* (P-wave), density, caliper, Gamma Ray, Resistivity, Shear Wave, Porosity Efektif (PHIE) yang sudah dikoreksi. Data *checkshot* hanya terdapat pada sumur M-1 yang nantinya akan digunakan pada semua sumur untuk koreksi *checkshot*.

Tabel 3.1. Data log pada tiap sumur

Log	M-1	M-2	M-3
Caliper	√	√	√
Density	√	√	√
P-wave	√	√	√
S-wave	√	√	√
Gamma Ray	√	√	√
PHIE	√	√	√
Resistivity	√	√	√
Checkshot	√	-	-

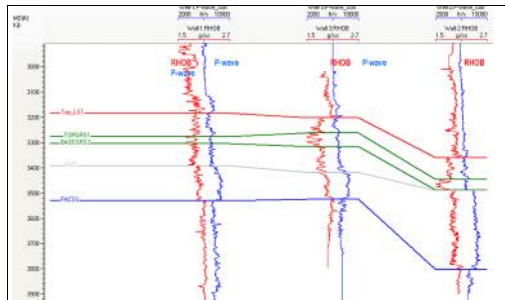


Gambar 3.3. Contoh data log pada sumur M-3



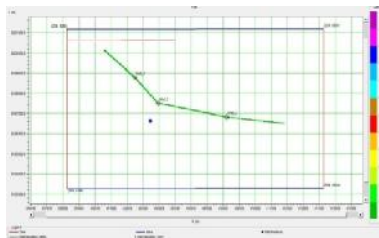
Gambar 3.3 adalah contoh data log pada sumur M-3. Data tersebut memberikan informasi dari permukaan mulai dari litologi sampai dengan hidrokarbon indikator.

Untuk melihat hubungan antara ketiga sumur bor yang ada pada lapangan ini dilakukan korelasi antar sumur atau *well correlation* seperti ditunjukkan pada gambar 3.4. Korelasi antar sumur ini untuk melihat persebaran litologi dan formasi dari lapangan. Serta dapat pula digunakan untuk melihat stratigrafi dan proses pengendapan dari batuan.



Gambar 3.4. Korelasi antar sumur

Untuk melihat garis korelasi pada dari lokasi sumur dapat dilihat pada base map seismik *post-stack3D* pada gambar 3.5. pada gambar tersebut terlihat sumur M-1 berada di atas kemudian ditarik garis ke sumur M-3 dan dilanjutkan ke sumur M-2.

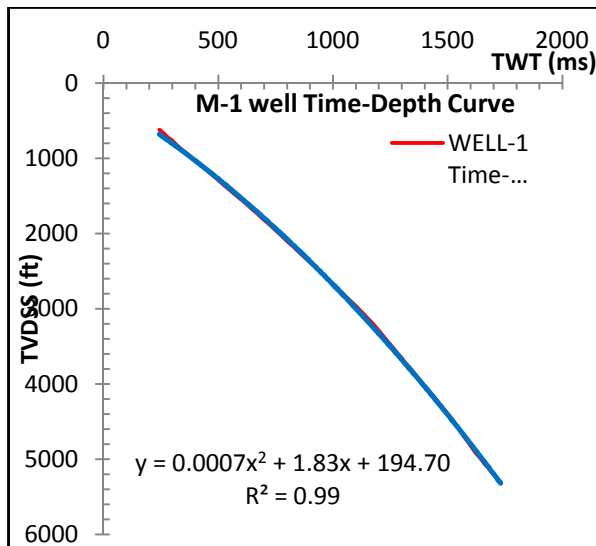


Gambar 3.5. Base map daerah Penelitian

### 3.2.3 Data *Checkshot*

data *checkshot* merupakan data hasil survey pengukuran waktu tempuh gelombang seismik dimana posisi sumber gelombang diletakkan di permukaan di dekat lubang bor sementara perekamnya berada di dalam lubang bor. Perekaman dilakukan pada beberapa titik kedalaman lubang bor baik sebelum atau setelah pemasangan *casing*. Interval kedalaman disesuaikan dengan kebutuhan.

Hasil utama dari survey *checkshot* adalah kurva hubungan waktu tempuh dengan kedalaman yang sangat berguna untuk konversi waktu terhadap kedalaman, mengoreksi *checkshot* biasanya digunakan untuk keperluan pembuatan seismik sintetik, memperbaiki kecepatan seismik, dll.



Gambar 3.6. Grafik *checkshot* pada Sumur M-1

Pada penelitian ini, data checkshot hanya dimiliki oleh sumur M-1. Jadi untuk koreksi *checkshot* pada sumur M-2, M-3 menggunakan checkshot dari sumur M-1.

### **3.2.4 Data Marker**

Data marker yang digunakan pada sumur ini merupakan hasil dari analisa geologi dari data cutting dan core. Sehingga data *marker* ini merupakan acuan untuk melakukan *picking* Horizon pada penampang seismik setelah dikoreksi dengan *checkshot*.

Pada penelitian ini, ada 8 data marker yang digunakan antara lain LIDAH, Top\_LST, TOPGRS1, BASEGRS1, TOPGRS2, BASEGRS2, GWC dan PACSS. Data marker tersebut memiliki kedalaman yang berbeda-beda pada setiap sumur.

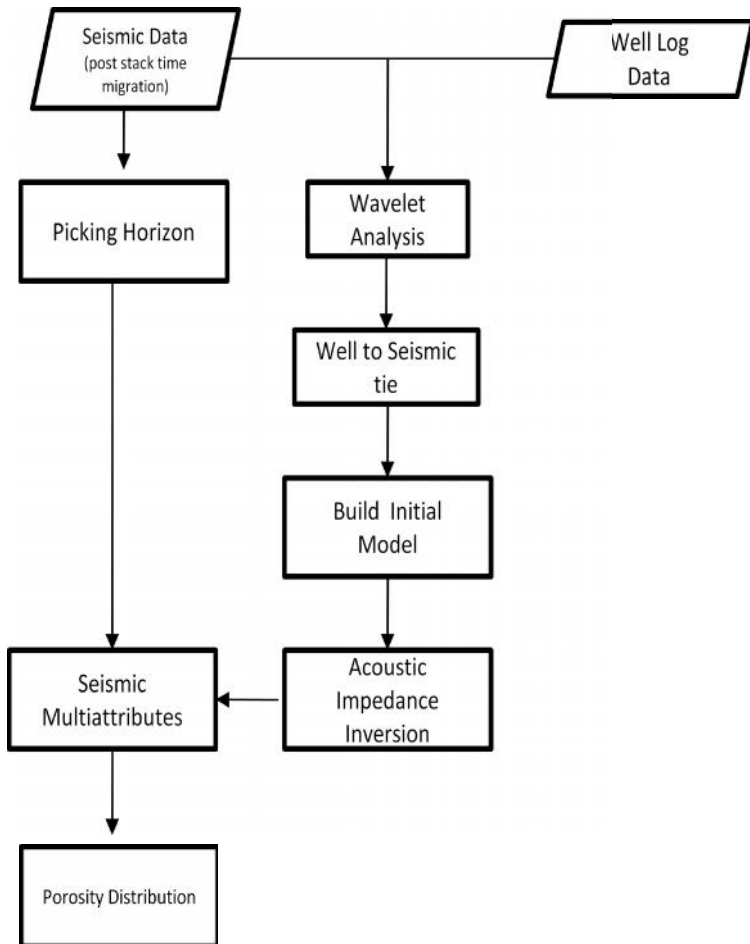
### **3.2.5 Data Horizon**

Data horizon merupakan data hasil interpretasi seismik yang menunjukkan struktur geologi. Data Horizon merupakan tanda mengenai interpretasi geologi dari penampang seismik yang kompleks. Dengan adanya horizon akan mempermudah dalam menggambarkan struktur geologi dari seismik yang hanya berupa peak dan trough. Tidak hanya itu horizon juga menjadi pembatasan dalam menginterpolasi model atribut seismik yang kita inginkan.

Sebelum *picking* Horizon, terlebih dahulu dilakukan well-seismic tie untuk mengikat data sumur terhadap seismik. Sehingga dalam menginterpretasi seismik data telah sesuai dengan data sumur sehingga tidak terjadi *miss* interpretasi.

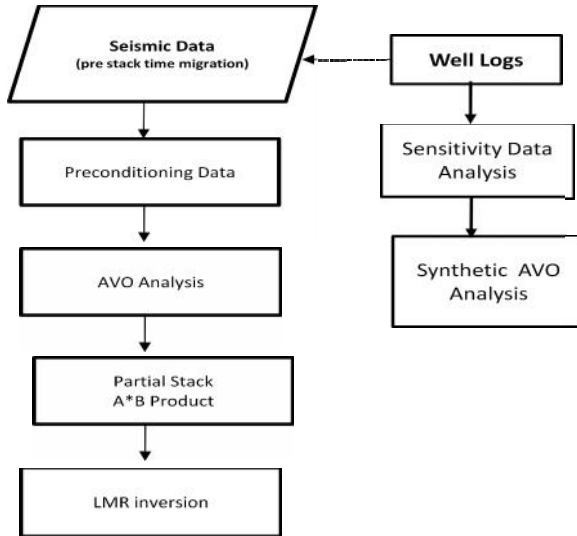
## **3.3 Alur Pengolahan Data**

Alur kerja dalam pengolahan data untuk mendapatkan peta porositas pada penelitian ini adalah sebagai berikut.



Gambar 3.7. Alur pengolahan data untuk Multi-attribut

Sementara untuk analisa AVO dan inversi lamda-mu-rho berikut ini adalah alur pengolahan datanya.



Gambar 3.8. Alur Pengolahan data Pada Analisa AVO dan LMR

### 3.4 Perangkat Lunak

berikut ini adalah beberapa perangkat yang digunakan untuk memproses data dan interpretasi.

#### 1. Hampson Russel

pada software ini ada beberapa modul yang digunakan yaitu modul well Explorer untuk memasukkan data sumur berupa data log, checkshot, deviated geometry, posisi sumur, dan data marker. Kemudian menggunakan modul elog, modul strata modul emerge dan AVO. Beberapa modul tersebut digunakan untuk analisa dan interpretasi seimik dan AVO.

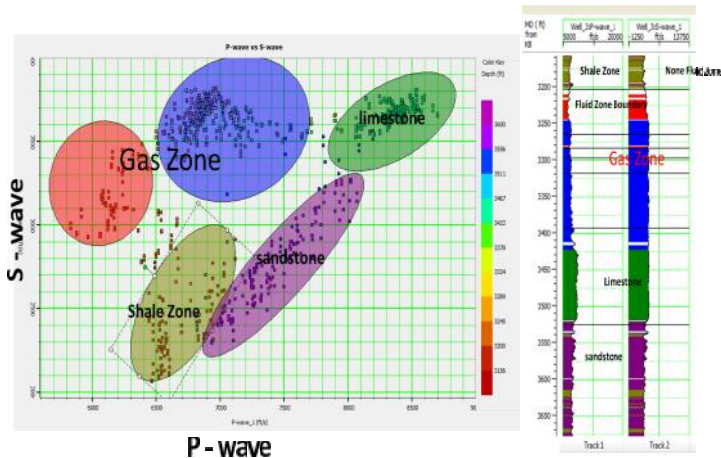
## 2. Petrel

Software petrel pada penelitian ini digunakan untuk untuk membuat *time structure*.

### 3.5 Pengolahan Data

#### 3.5.1 Analisa Cross Plot

*Cross plot* bertujuan untuk mengetahui parameter fisika dari reservoir serta untuk mengetahui *sensitivity* log terhadap keberadaan hidrokarbon.

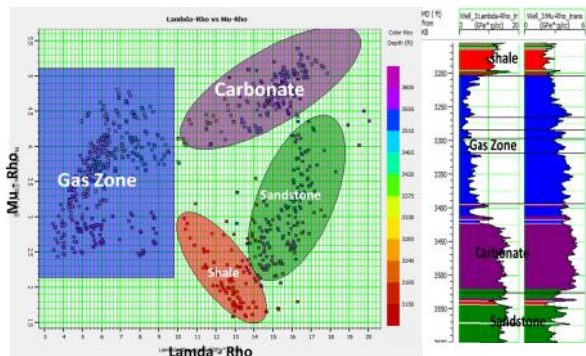


Gambar 3.9 Crossplot antara P-wave dan S-wave Sumur M-3

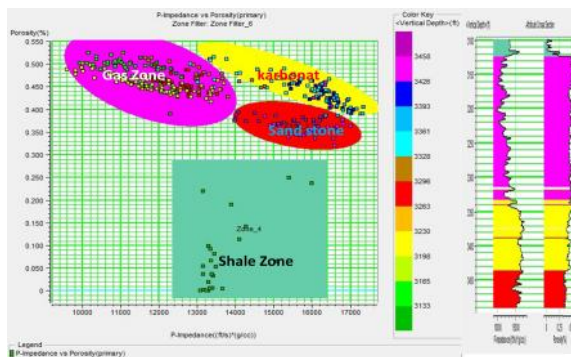
Gambar 3.9 di atas merupakan *cross-plot* dari sumur M-3 yang menunjukkan bahwa hidrokarbon gas berada pada reservoir karbonat. Hal ini ditunjukkan oleh nilai kecepatan gelombang P pada zona gas yang menurun sedangkan gelombang S meningkat. Sementara untuk sand stone dan shale memiliki nilai S-wave yang rendah dari pada batuan karbonat. Untuk zona

warna merah merupakan zona fluida yang berada di batas antara laisan karbonat dengan shale.

Dari gambar 3.9 terlihat nilai dari kecepatan gelombang P antara zona shale dan zona gas masih *overlap*. Sehingga dilakukan *crossplot* antara mu-rho dengan lamda-rho yang lebih sensitif dalam membedakan litologi dan hidrokarbon pada reservoir. Setelah dilakukan *crossplot* mu-rho dengan lamda-rho terlihat zona gas dapat dibedakan dengan jelas pada gambar 3.10.



Gambar 3.10 *Crossplot* antara mu-rho dan lamda – rho



Gambar 3.11 *Crossplot* log porositas dan akustik impedansi

Selain membuat *crossplot* antara p-wave dan S-wave serta *crossplot* antara  $\lambda$  rho dan  $\mu$  rho, dilakukan pula *crossplot* antara akustik impedansi dan porositas seperti terlihat pada gambar 3.11. Pada penelitian ini akan dibuat penampang impedansi dan porositas sehingga perlu diketahui tentang hubungan antara akustik impedansi dan porositas dalam membedakan litologi batuan dan pengaruh hidrokarbon di dalamnya.

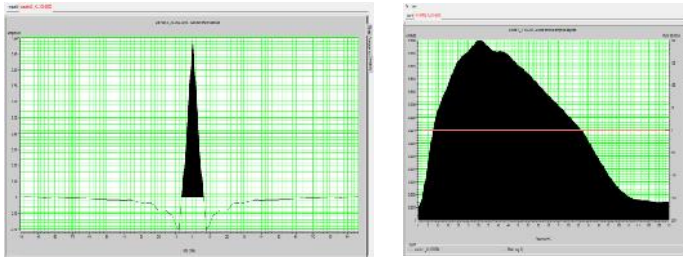
### 3.5.2 Ekstraksi Wavelet dan Well-Seismic Tie

Pada penelitian ini ekstraksi wavelet yang digunakan adalah dari data seismik (*statistical*). Pemilihan wavelet dilakukan untuk melihat korelasi terbaik dari data seismik sintetik pada well terhadap seismik *real*. Wavelet yang digunakan adalah ekstraksi dari data seismik pada zona target yaitu pada 350 ms-2000 ms. Lebar jendela pada ekstraksi wavelet tidak boleh lebih kecil dari pada lebar wavelet agar sintetik seismik sintetik yang didapatkan cukup menggambarkan yang sebenarnya.

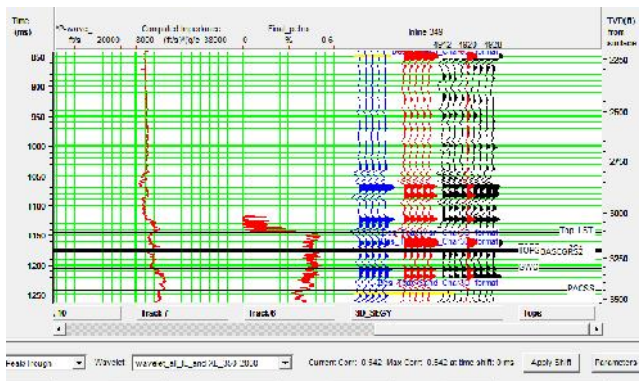
Terlihat dari gambar di atas frekuensi dominan pada wavelet adalah 50 Hz, sementara fase yang digunakan adalah fase 0 derajat dan polaritas normal. Dari gambar 3.12 terlihat bahwa panjang gelombang yang diekstrak adalah 200ms. Wavelet ini kemudian akan dikonvolusikan dengan koefisien refleksi yang diperoleh dari hasil perhitungan dan memanfaatkan data P-wave dan data densitas untuk membuat seismik sintetik. Sebelum proses well-seismic tie ini dilakukan, data sumur terlebih dahulu. Sebelum proses *well-seismic tie* ini dilakukan, terlebih dahulu data sumur dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan data *checkshot*. Pada proses *well-seismic-tie* ini dilakukan *stretch* dan *squeeze* untuk mendapatkan nilai korelasi terbaik antara *trace* seismik asli dan *trace* seismik sintetik. Hal ini dilakukan karena *log sonic*, kecepatan yang diukur hanya disekitar sumur, sedangkan dalam pengukuran *checkshot* terdapat di daerah lain yang tidak terukur pada data *sonic*. Namun



pergeseran yang disebabkan oleh kedua proses tersebut bukan merupakan pergeseran besar.



Gambar 3.12 Wavelet yang digunakan untuk membuat seismik sintetik



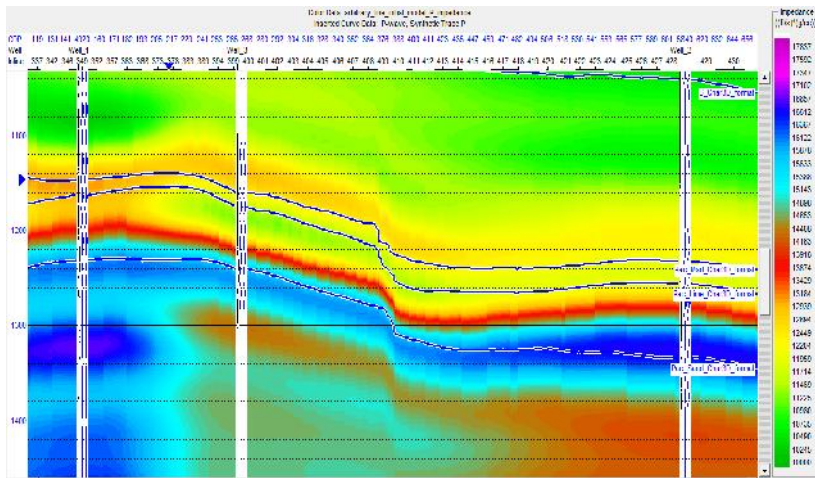
Gambar 3.13 Proses *well-seismic-tie* pada sumur M-1

### 3.5.3 Pembuatan *Initial Model*

Setelah melakukan *well-seismic-tie* dilakukan pada ketiga sumur, dibuat model awal impedansi akustik dengan memanfaatkan data akustik impedansi yang ada pada setiap sumur dan horizon yang terdapat pada seluruh volume seismik. Pada penelitian ini initial model dibuat merupakan gabungan dari

model tiap sumur. Masing-masing sumur digunakan untuk membuat mdoel dan selanjutnya diinversi dari ketiga model yang telah dibuat, dirata-ratakan untuk membuat model akhir.

Gambar 3.14 merupakan model bumi yang nantinya digunakan sebagai model dasar pada proses pemuatan model seismik inversi.



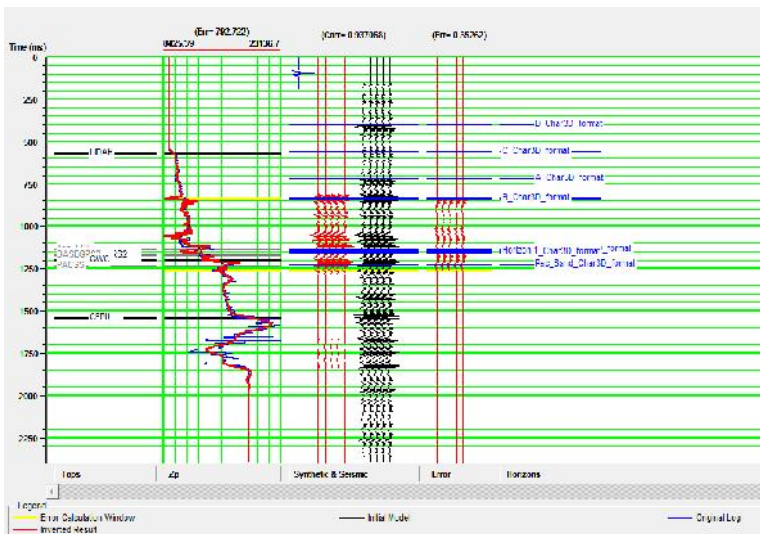
Gambar 3.14 Model awal (*initial model*)

### 3.5.4 Proses Seismik Inversi

Setelah pembuatan initial model selesai, tahap selanjutnya adalah melakukan inversi pada seluruh data seismik. Sebelum melakukan inversi terlebih dahulu dilakukan analisa inversi untuk melihat dan mengubah-ubah nilai parameter yang terdapat pada proses inversi. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan hasil inversi terbaik untuk mempresentasikan nilai impedansi akustik seluruh volume seismik.

Pada proses analisa inversi, dilakukan perubahan parameter hal ini akan mempengaruhi terhadap nilai error pada hasil seismik inversi terhadap *log* asli. Data log merupakan data

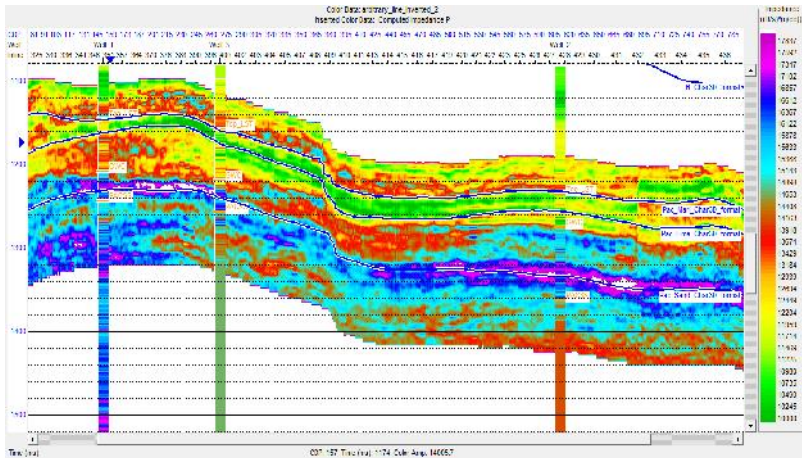
yang paling dipercaya karena data *log* merupakan hasil pengukuran langsung dilapangan. Berdasarkan hal tersebut digunakan metode inversi *model based* Hard constrain dengan lower 20% dan upper 20%, pre-whitening 1% dan iterasi sebanyak 10. Dengan korelasi seismik sintetik dan seismik real pada proses analisa inversi yaitu pada Sumur M-1 sebesar 0.937, sumur M-2 sebesar 0.963 dan sumur M-3 memiliki korelasi sebesar 0.94.



Gambar 3.15 Analisa inversi pada sumur M-1

Setelah diperoleh nilai parameter yang tepat untuk melakukan inversi akustik impedansi, selanjutnya adalah menerapkan parameter tersebut pada penampang seismik 3D *post-stack*. Sehingga diperoleh penampang akustik impedansi pada gambar 3.16. selanjutnya diinterpretasi berdasarkan nilai akustik impedansi. Dari hasil penampang tersebut kemudian dapat dilihat persebaran nilai akustik impedansi dari hasil inversi

pada seluruh sumur. Sehingga dapat dilihat persebaran reservoir karbonat yang merupakan zona target.



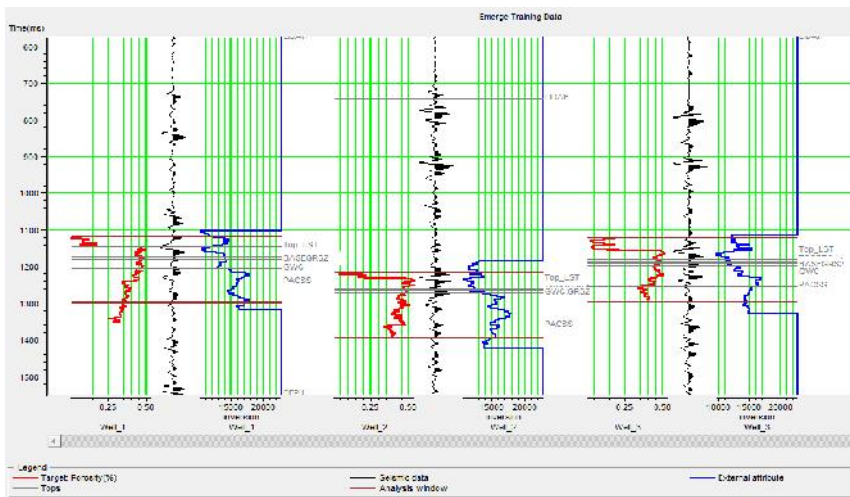
Gambar 3.16 *Arbitrary line* Hasil seismik inversi *model based*

### 3.5.5 Seismik Multiatribut

Setelah melakukan seismik inversi, selanjutnya dilakukan metode multiatribut untuk memetakan nilai porositas efektif (PHIE) di seluruh volume seismik. Pada proses multiatribut memanfaatkan data trace seismik dan data hasil seismik inversi akustik impedansi yang telah dihasilkan dari proses inversi. Metode multiatribut akan dicari hubungan antara log target dengan berbagai atribut yang diturunkan dari trace seismik yang berperan sebagai internal atribut dan volume impedansi akustik yang berperan sebagai eksternal atribut. Pada proses multiatribut ini semua sumur digunakan karena memiliki log porositas efektif (PHIE).

Tahapan berikutnya adalah pemilihan atribut, dimana pada pemilihan atribut ini menggunakan metode *sep-wise*

regression untuk mendapatkan attribut yang terbaik dengan nilai error yang kecil.



Gambar 3.17 Analisa multiatribut log target (merah), *seismic real*(hitam), eksternal atribut (biru).

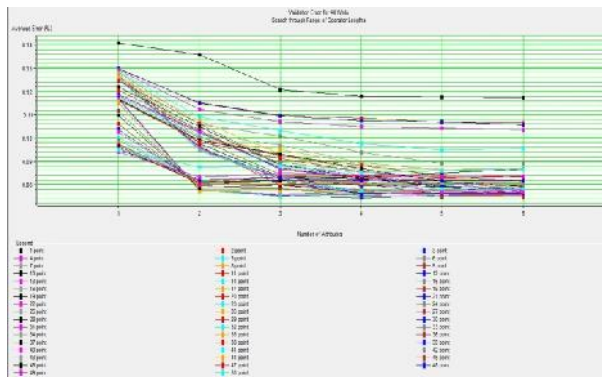
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Derivative Instantaneous Amplitude	0.17794	0.126075
2	Porosity	Filter 5/0-5/20	0.082382	0.107383
3	Porosity	1 / (Inversion)	0.058385	0.053107
4	Porosity	Amplitude Envelope	0.050134	0.023815
5	Porosity	Filter 45/55-55/60	0.045499	0.077705
6	Porosity	Filter 55/60-65/70	0.044418	0.075408

Gambar 3.18 Atribut yang digunakan dalam proses multiatribut

Terlihat dari gambar 3.18 digunakan 6 atribut dengan nilai *training error* dan *validation error* pada masing-masing atribut. Berdasarkan atribut di atas dapat dilihat korelasi dari masing –masing atribut terhadap data log sebenarnya. Gambar

dibawah ini merupakan salah satu crossplot dari atribut terhadap log target.

Pada metode multiatribut dilakukan pemilihan *operator length* yang optimal dengan melakukan *operator length test*. Pada tes ini diuji nilai operator length dari satu sampai dengan 6 atribut. Dapat dilihat operator length terbaik adalah 17. Sehingga diperoleh gabungan kelima atribut memiliki nilai *training error* yang kecil dan nilai *validation error* yang kecil pula.



Gambar 3.19 *Operator length test*

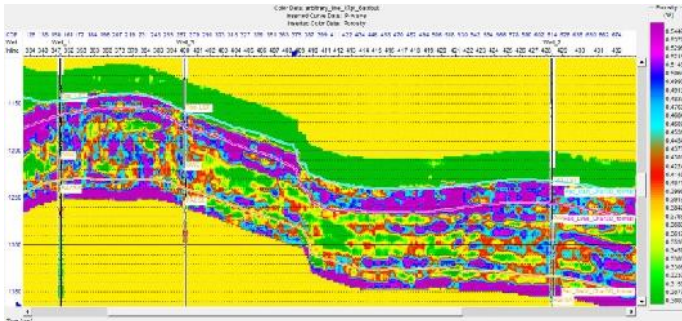
Dari gambar 3.19 di atas merupakan proses pemilihan operator length. Dalam pemilihan operator length untuk error validasi akan dipilih rata-rata error terkecil. Pada proses ini akan dipilih pula *operator length* dengan atribut yang baik sehingga tidak terjadi *overtrained*.

Setelah diperoleh kombinasi atribut yang bagus dengan nilai korelasi yang tinggi dan error pada training data dan validation data maka akan diaplikasikan pada seluruh data seismik untuk mendapatkan volume porositas.

Metode multiatribut merupakan metode dengan pendekatan linier, untuk prediksi porositas selanjutnya digunakan pendekatan secara non linier dengan menggunakan metode

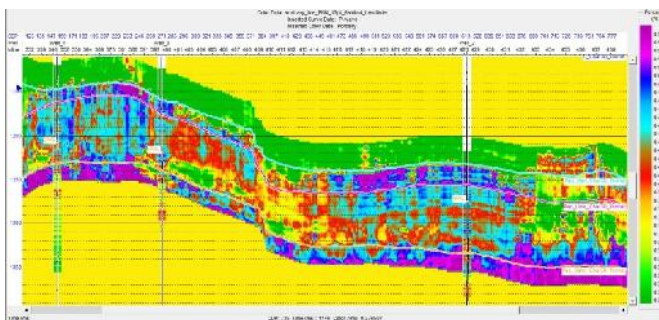


*Probabilistic Neural Network (PNN)*. Pada metode ini, input yang digunakan menggunakan attribut hasil dari metode seismik multiatribut. Tujuan dari penggunaan metode neural network ini adalah untuk meningkatkan prediksi porositas dari metode regresi linier.



Gambar 3.20 Arbitrary line data porositas pada metode Regresi Linier.

Setelah diperoleh nilai korelasi terbaik dan error yang kecil pada proses PNN dengan pemilihan parameter-parameter yang tepat, selanjutnya akan diaplikasikan terhadap volume seismik secara keseluruhan.

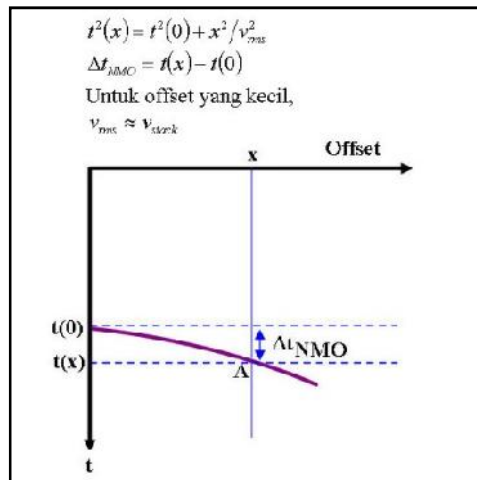


Gambar 3.21 Arbitrary line porositas pada proses *Probabilistic Neural Network (PNN)*.

### 3.5.6 Analisa AVO (Amplitude Variation Offset)

Pada analisa AVO ini bertujuan untuk menganalisa perubahan amplitudo seismik terhadap kenaikan offset. Pada penelitian ini analisa AVO dilakukan pada data seismik gather dan data sumur atau data seismik sintetik. Hasil dari analisa AVO pada data sumur menjadi data validasi untuk AVO pada seismik.

Sebelum proses analisa AVO, data seismik gather melalui tahap *preconditioning data*. Salah satu tahapan pre-conditioning data adalah koreksi NMO. Koreksi NMO merupakan metode processing untuk menghilangkan efek jarak.



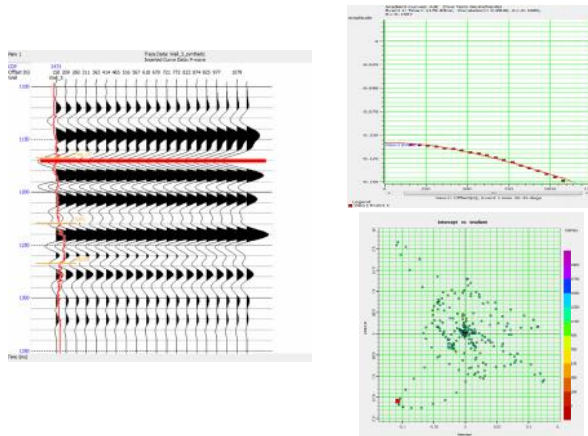
Gambar 3.22. Koreksi NMO

Setelah tahapan *pre-conditioning data*, data sudah siap untuk dilakukan analisa AVO. Pada proses analisa AVO dilakukan dengan menggunakan persamaan Zoepritz dengan menggunakan rentang sudut dari 0-30 derajat. Hal ini sudah melingkupi data near offset dan far offset. Pada tahapan ini dapat diketahui kelas dari AVO berdasarkan hasil grafik amplitudo terhadap offset serta *crossplot* antara intercept (A) dan gradien (B). Proses analisa AVO



ini dilakukan pada data seismik real dan seismik sintetik dari sumur. Pada penelitian ini data sumur yang digunakan adalah sumur M-3 karena hanya sumur ini yang berada pada line seismik gather.

Setelah diperoleh hasil analisa AVO pada seismik real dan kemudian divalidasi dengan hasil analisa AVO pada seismik sintetik dari sumur, tahapan selanjutnya adalah membuat volume atribut AVO pada seluruh penampang data seismik gather 2D berdasarkan persamaan Shuey. Dengan analisa AVO dapat diketahui kelas dari gas pada reservoir tersebut.



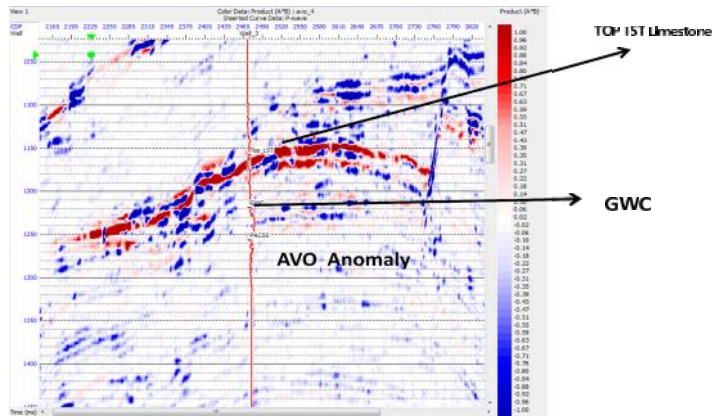
Gambar 3.23. Analisa AVO pada seismik Sintetik Sumur M-3

### 3.5.7 Volume atribut AVO Product ( $A*B$ )

Perhitungan respon amplitudo sebagai fungsi dari sudut *incident* dari reflektor series berdasarkan AVO moding data sumur. Volume *gradient* dan *intercept* diekstrak dengan tujuan untuk menghasilkan informasi fluida pori. Persamaan Shuey memberikan penjelasan mengenai reflektivitas memberikan sudut sebagai fungsi normal incident (A) dan gradient.

Setelah analisa AVO selanjutnya adalah membuat volume attribut AVO yaitu intercept (A), gradien (B) dan Product ( $A*B$ ) pada seluruh penampang seismik 2D gather berdasarkan persamaan Zoepritz dapat dilihat pada gambar 3.24.

Hasil volume atribut AVO product merupakan salah satu indikator hidrokarbon.



Gambar 3.24. Anomali AVO product ( $A*B$ )

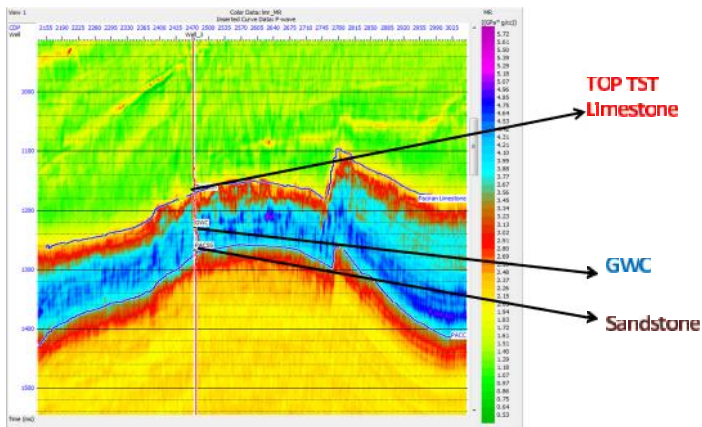
Analisa AVO *modeling* dilakukan dengan menggunakan persamaan Shuey, dimana menghasilkan near angle (0-15) dan Far angle (15-30). Volume atribut AVO memberikan kemampuan untuk menghasilkan daerah yang memiliki anomali dan spasial peta atribut. Anomali AVO ini akan dibandingkan dengan hasil sintetik *gather*s.

### 3.5.8 Inversi Lamda Mu Rho (LMR)

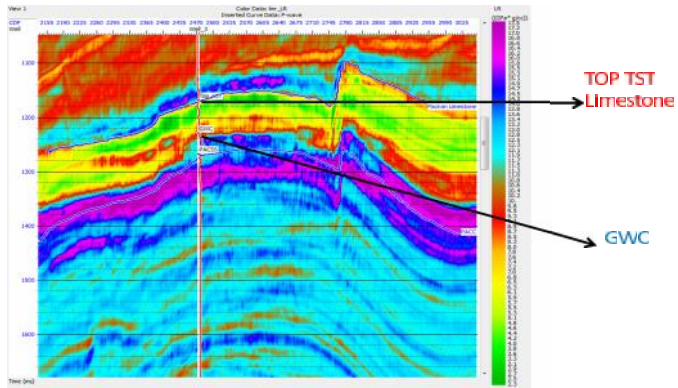
Parameter lamda mu rho (LMR) merupakan sebuah parameter yang menunjukkan fluida dan parameter batuan. Gray dan Andersen (2001) menyatakan bahwa rigiditas atau modulus geser merupakan parameter batuan yang menunjukkan kemampuan batuan terhadap strain yang mengakibatkan perubahan volume

total reservoir batuan. Rigiditas ( $\mu$ ) lebih sensitif terhadap matriks batuan sementara lamda ( $\lambda$ ) lebih sensitif terhadap fluida.

Pada proses melakukan inversi LMR, terlebih dahulu melakukan ekstraksi Reflektivitas P dan Reflektivitas S dengan menggunakan persamaan Shuey. Selanjutnya setelah diperoleh nilai Reflektivitas P dan reflektivitas S. Dilakukan inversi yang sama pada proses pada tahapan pada data seismik 3D. untuk memperoleh nilai akustik impedansi P dan impedansi S untuk membuat peta LMR. Untuk menghitung mu-rho ( $\sim \dots$ ) menggunakan persamaan (2.34) dan lamda-rho ( $\sim \dots$ ) menggunakan persamaan (2.35). Setelah tahapan inversi selesai dengan memperoleh nilai akustik impedansi P dan nilai akustik impedansi S. Kemudian diaplikasikan kepada data seismik 2D riil. Hasil penerapan tersebut ditunjukkan pada gambar 2.25 untuk peta mu-rho dan pada gambar 3.26 untuk peta lamda-rho.



Gambar 3.25. Peta mu-rho ( $\sim \dots$ )



Gambar 3.26. Peta lamda-rho (}{...)

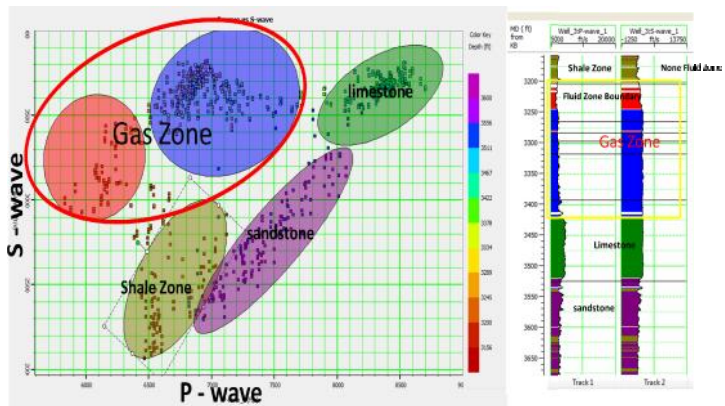
*“ Halaman sengaja dikosongkan”*

## BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Analisa Data Sumur (*Crossplot*)

#### 4.1.1 *Crossplot* antara kecepatan P dan Kecepatan S

Analisa data pada sumur difokuskan pada analisa *crossplot*. Analisa *crossplot* bertujuan untuk menentukan hubungan antar parameter yang terbaik serta untuk mengetahui sensitivitas sumur dalam membedakan litologi serta efek hidrokarbon pada rekaman sumur.



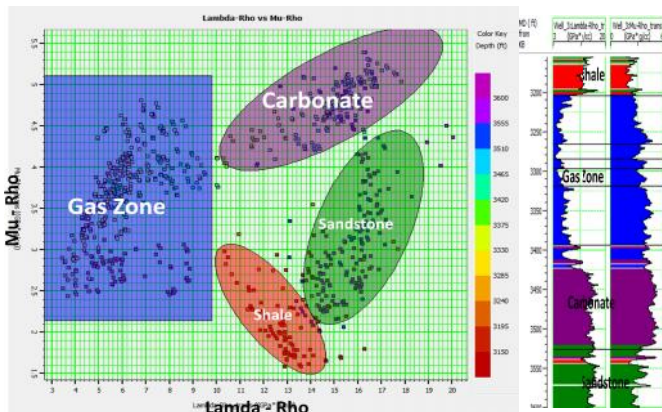
Gambar 4.1. *Crossplot*  $V_p$  terhadap  $V_s$  pada sumur M-3

Berdasarkan gambar 4.1 di atas dapat dilihat litologi terbedakan dengan cukup jelas. Warna hijau merupakan litologi karbonat, dengan nilai kecepatan P dan kecepatan gelombang S yang tinggi. Warna ungu merupakan jenis litologi sandstone dengan kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S yang cukup tinggi. Sementara untuk warna hijau tua merupakan litologi *shale* yang memiliki kecepatan gelombang P dan gelombang S

yang rendah. Pada dasarnya kecepatan gelombang S lebih sensitif terhadap matriks batuan dari pada gelombang P dan tidak sensitif terhadap fluida. Karena gelombang S pada saat melewati fluida akan bernilai sangat kecil bahkan mendekati nol. Kecepatan gelombang P memiliki sensitivitas yang lebih baik untuk mengenali sebuah fluida. Sehingga pada zona warna merah dan warna biru terlihat fluida memiliki kecepatan gelombang P yang rendah hal ini karena gelombang akan gas memiliki nilai *incompressibility* yang rendah. Dan memiliki nilai gelombang S yang tinggi karena gas berada pada litologi karbonat.

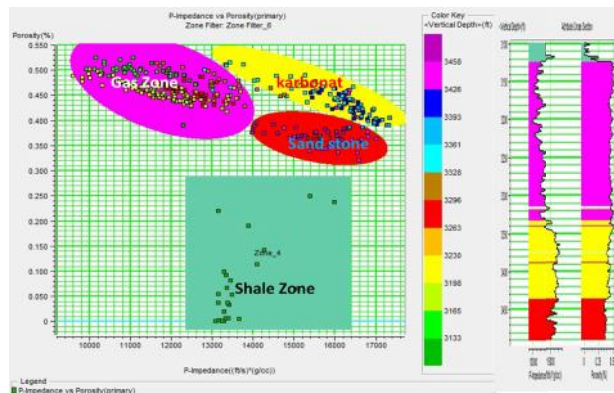
#### 4.1.2 Crossplot antara Lamda-Rho dan Mu-Rho

Dari *crossplot* Vp dan Vs pada gambar 4.1 terlihat masih ada nilai yang overlapping dalam memisahkan hidrokarbon yaitu pada nilai kecepatan Vp antara zona hidrokarbon dan zona *shale*. Untuk memisahkan zona hidrokarbon dengan baik maka dilakukan crossplot antara mu rho dan lambda rho yang ditunjukkan Pada gambar 4.2.



Gambar 4.2. Crossplot antara mu rho dan lamda rho Pada Sumur M-

Berdasarkan *crossplot* di atas terlihat sangat jelas zona gas tidak memiliki overlapping terhadap zona non hidrokarbon. Lamda rho merupakan besarnya perubahan volume bila dikenai gaya. Sehingga lamda rho lebih sensitif terhadap keberadaan fluida atau hidrokarbon di dalam batuan. Berdasarkan *crossplot* tersebut zona gas memiliki nilai lamda-rho( $\lambda\rho$ ) atau *low incompressibility* yang kecil karena gas semakin mudah untuk dikompresi. Nilai lamda rho pada zona gas berkisar antara 3-9 Gpa\*g/cc dan untuk zona non hidrokarbon memiliki nilai lamda rho yang tinggi sekitar 11-20 Gpa\*g/cc. Sementara, Mu-rho( $\mu\rho$ ) atau Rigiditas merupakan besarnya perubahan bentuk material terhadap stress. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh kehadiran fluida. Dari gambar 4.2 menunjukkan bahwa *Shale* memiliki nilai mu-rho( $\mu\rho$ ) atau rigiditas yang paling kecil sekitar 1.5 – 2.5 Gpa\*g/cc kemudian sand memiliki mu-rho( $\mu\rho$ ) yang cukup tinggi sekitar 2.15 – 4.5 Gpa\*g/cc dan selanjutnya karbonat memiliki nilai rigiditas atau mu-rho( $\mu\rho$ ) yang paling tinggi dari batuan lainnya sekitar 4 – 5.5 Gpa\*g/cc.



Gambar 4.3. *Crossplot* antara porositas dan akustik impedansi pada sumbu M-3



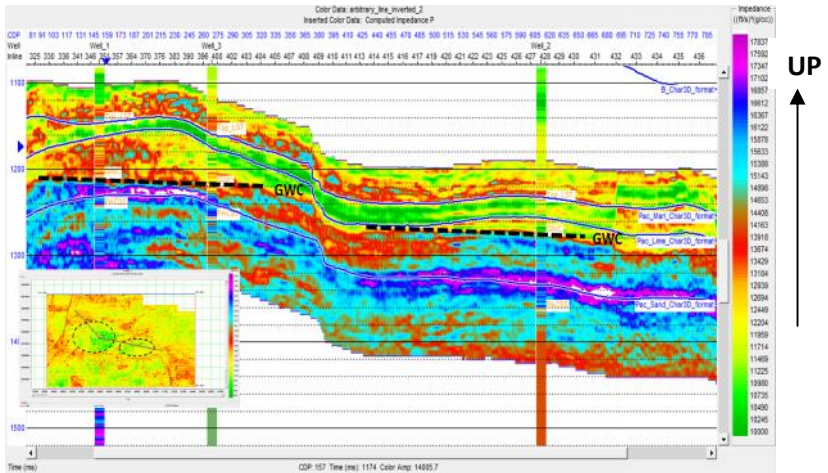
*Crossplot* antara porositas dan akustik impedansi pada gambar 4.3 di atas dapat menunjukkan bahwa *crossplot* tersebut dapat membedakan litologi batuan. terlihat pada gambar terdapat tiga litologi batuan, yaitu *Shale*, *sandstone*, dan karbonat dan terdapat empat zona. Zona dengan warna merah merupakan litologi *sandstone* (batu pasir) dengan nilai akustik impedansi medium antara 14000-1600 (ft/s\*g/cc) dan porositas sekitar 30 - 50 %. Zona dengan warna kuning merupakan litologi karbonat dengan nilai akustik impedansi tinggi sekitar 14000-17000 (ft/s\*g/cc) dengan nilai porositas 40-55%. zona warna hijau merupakan litologi *shale* dengan nilai akustik impedansi yang cukup rendah 13000-14500 (ft/s\*g/cc) dengan porositas yang paling kecil 0-20%. Zona warna merah muda merupakan zona target yang merupakan litologi karbonat yang mengandung hidrokarbon gas. Pada zona ini memiliki nilai impedansi yang paling rendah 10000-13000 (ft/s\*g/cc) dengan *range* nilai porositas paling besar antara 40-55%. Faktor keberadaan hidrokarbon menyebabkan akustik impedansi pada zona tersebut rendah.

## 4.2 Hasil Inversi Akustik Impedansi

Model yang dibuat pada penelitian ini adalah model gabungan yang secara umum diharapkan dapat menggambarkan akustik impedansi akustik formasi target pada lapangan “MS#”. Model awal (*initial model*) yang dibuat pada penelitian ini adalah hasil inversi yang dibuat dengan memanfaatkan data sumur yang ada.

Pada gambar 4.4 penampang inversi akustik impedansi, terlihat persebaran nilai akustik impedansi yang diartikan merupakan adanya perbedaan litologi. Warna pada hasil inversi menunjukkan nilai inversi akustik impedansi dari nilai terendah berwarna hijau sampai nilai inversi tertinggi dengan warna ungu. Garis putus-putus pada penampang akustik impedansi tersebut

merupakan batas antara zona gas dengan zona air atau *gas water contact (GWC)*.

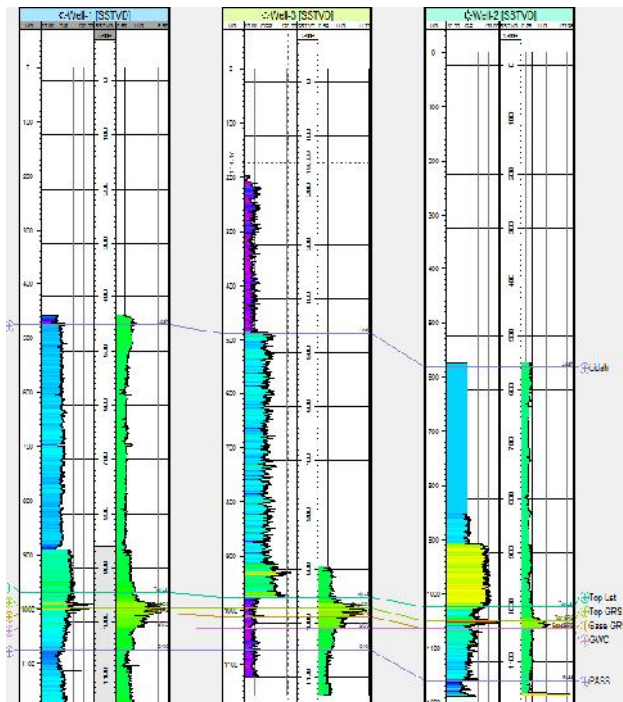


Gambar 4.4. *Arbitrary line* inversi akustik impedansi

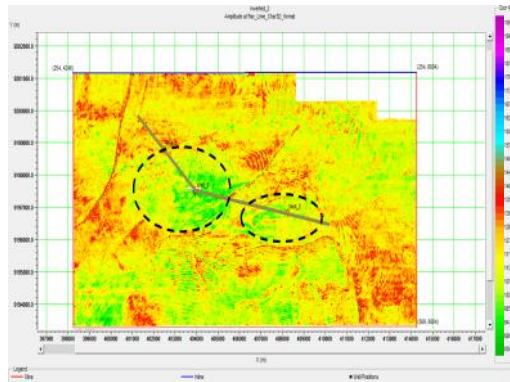
Berdasarkan nilai inversi tersebut terlihat Gambar 4.4 pada *arbitrary line* dari semua sumur memiliki nilai impedansi akustik yang rendah ditandai dengan warna hijau pada top LST sampai GWC. Hal ini menunjukkan bahwa berdasarkan analisa geologi pada data akustik impedansi dengan warna hijau sekitar 10.000 -12.000 ft/s\*g/cc tersebut menunjukan litologi karbonat dengan facies yaitu *foraminiferal grainstone*. Dimana pada litologi ini mengandung globigerinid foram dengan porositas yang tinggi sehingga memiliki nilai akustik impedansi yang rendah akibat dari keberadaan hidrokarbon (Sukmono, 2001). Sedangkan di atas karbonat merupakan *shale* dengan nilai impedansi yang lebih tinggi disebabkan karena pada *shale* merupakan zona yang impermeable. Sedangkan batu pasir memiliki nilai akustik impedansi tinggi sekitar 15.143 – 16.367 ft/s\*g/cc karena tidak adanya kandungan hidrokarbon

sehingga respon dari kecepatan gelombang P lebih tinggi dari zona hidrokarbon. Begitu pula untuk karbonat yang tidak mengandung hidrokarbon.

Berdasarkan hasil inversi akustik impedansi pada gambar 4.4 terlihat warna hijau yang merupakan zona akustik impedansi rendah, serta menunjukkan *facies grainstone*, paling tebal berada pada sumur M-3 kemudian cukup tebal berada pada sumur M-2 dan yang paling tipis berada pada sumur M-1. Hal ini juga korelasi dengan data sumur. Terlihat pada gambar 4.5 sumur M-3 memiliki grainstone yang paling tebal, dan yang paling tipis berada pada sumur M-1.

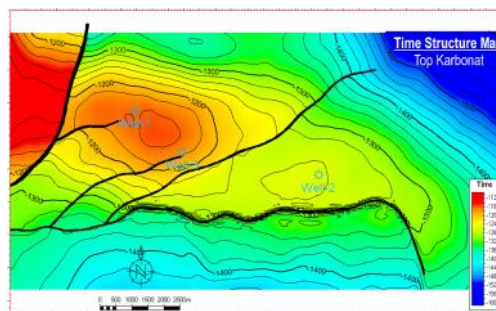


Gambar 4.5. Korelasi sumur pada lapangan “MS#”



Gambar 4.6. *Slicing* hasil inversi akustik impedansi pada topkarbonat

Untuk melihat persebaran akustik impedansi pada data seismik maka dilakukan *slicing* Pada data hasil inversi. Pada gambar 4.6 merupakan *slicing* pada horizon top limestone (karbonat) terlihat nilai impedansi rendah pada warna hijau yang merupakan nilai akustik impedansi rendah. Dimana pada garis putus-putus warna hitam merupakan zona yang memiliki data sumur. Jadi hal ini menunjukkan bahwa pada zona tersebut merupakan zona reservoir target. Hal ini didukung pula oleh data *time structure* yang menunjukkan bahwa pada zona tersebut merupakan zona antiklin yang ditunjukkan oleh gambar 4.7



Gambar 4.7 *Time structure* Top Karbonat

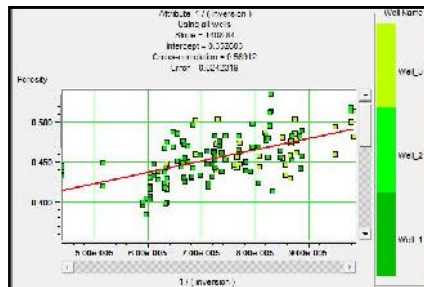
## 4.3 Pemetaan Porositas Dengan Menggunakan Metode Transformasi Multiatribut

### 4.3.1 Hasil Metode Regresi Linier

Volume akustik impedansi yang telah diperoleh dari proses seismik inversi digunakan sebagai atribut eksternal pada seismik multiatribut. Analisis multiatribut pada EMERGE membutuhkan atribut eksternal karena :

- Atribut yang digunakan terlalu sulit untuk dikalkulasi oleh program tersebut, sehingga dibutuhkan suatu program tersendiri misalnya modul emerge dan AVO pada HRS. Hal ini bertujuan untuk melakukan proses-proses khusus seperti invesi dan AVO. Hasil dari proses tersebut nantinya dapat digunakan sebagai atribut eksternal seismik pada modul EMERGE.
- Memperbanyak *option* atribut sehingga memperkecil *error* pada analisis seismik multiatribut.

Sebelum dilakukan proses multiatribut terlebih dahulu dibuat *crossplot* antara log target dengan atribut eksternal seismik yaitu hasil inversi akustik impedansi terlihat pada gambar 4.8 hal ini bertujuan untuk melihat korelasi antara log target dengan atribut eksternal seismik untuk lanjut ke tahap seismik multiatribut.



Gambar 4.8. *Crossplot* antara atribut dan log target

Berdasarkan gambar 4.8 terlihat bahwa antara log target yaitu log porositas memiliki *cross-correlation* yang cukup baik yaitu sekitar 0.569 dengan error sekitar 0.024. hal ini menunjukkan bahwa atribut eksternal tersebut memenuhi untuk digunakan dalam proses multiatribut karena memiliki nilai di atas *cross-correlation* 0.5% (Russel et. al., 2008).

Pada proses multiatribut, selalu diawali dengan penentuan banyaknya atribut yang akan digunakan atau disebut dengan analisa multiatribut, setelah tahapan ini metode regresi linier multiatribut diterapkan. Prinsip Metode regresi linear multiatribut adalah menggunakan hubungan antara log target dengan atribut–atribut yang dianggap memiliki hubungan linier dan dioptimalkan dengan pembobotan ( $w$ ) yang dihitung dengan persamaan (2.19). Atribut yang digunakan pada proses ini adalah atribut yang ada pada perangkat lunak Humpson Russel dan ditambahkan dengan atribut eksternal dari inversi akustik impedansi.

Tabel 4.1. Hasil pemilihan atribut pada proses multiatribut

No.	Target	<i>Final Attribut</i>	<i>Training Error</i>	<i>Validation Error</i>
1	Porositas	<i>Derivative Instantaneous Amplitude</i>	0.117794	0.126025
2	Porositas	<i>Filter 5/10-15/20</i>	0.082082	0.107388
3	Porositas	<i>1/(Inversion)</i>	0.058985	0.093107
4	Porositas	<i>Amplitude Envelope</i>	0.050134	0.088815
5	Porositas	<i>Filter 45/50-55/60</i>	0.045686	0.077705
6	Porositas	<i>Filter 55/60-65/70</i>	0.044416	0.075406

Pada proses multiatribut, terdapat dua proses yaitu training data dan validasi data. Pada proses training data, diperoleh prediksi data log dengan error yang semakin kecil setiap penambahan atribut atau error prediksi semakin kecil. Apabila dilakukan penambahan atribut, dilakukan dengan tidak

dilakukannya seleksi terhadap atribut maka akan terjadi *overtrained* pada data. Semakin banyak atribut yg digunakan maka persamaan polinomial akan semakin besar dan ini akan menyebabkan interpolasi yang sangat buruk. Untuk itulah perlu dilakukannya cross-validasi yaitu dengan membagi data menjadi data validasi dan data training. untuk memilih atribut yang tepat dengan harus dengan error training yang kecil serta error validasi yang kecil pula.

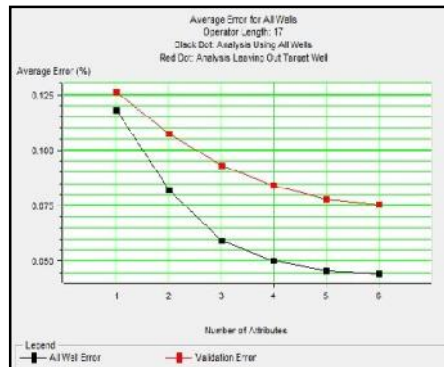
Proses validasi dari analisa multiatribut bertujuan untuk mencari atribut-atribut yang memiliki korelasi terbaik dengan log target. Dimana prinsip dari validasi adalah membuat log prediksi dengan pola dari atribut yang sudah ditraining, kemudian log prediksi yang dihasilkan saat proses training data dihilangkan satu per satu berdasarkan pola yang sudah ada, dibuat log dengan pola prediksi dengan pola dan parameter hasil dari data training. Dari proses validasi ini, dapat diketahui kualitas dari hasil training dengan menggunakan metode regresi linier dengan melihat error dari validasi yang paling kecil. Penambahan atribut internal seismik akan meningkatkan nilai korelasi data training dengan nilai error prediksi yang semakin kecil tetapi tidak menurunkan nilai validasi error. oleh karena itu, proses validasi data juga dapat menentukan dalam pemilihan banyaknya atribut yang digunakan pada proses multiatribut.

Pada penelitian ini digunakan 6 atribut terbaik termasuk atribut eksternal seperti yang terdapat pada tabel 4.1. Dan 5 diantaranya *Derivative Instantaneous Amplitude, Filter 5/10-15/20, 1/(Inversion), Amplitude Envelope, Filter 45/50-55/60* dan *Filter 55/60-65/70*. Atribut *1/(inversion)* merupakan atribut eksternal yang memiliki korelasi dengan porositas. Menurut Sukmono (2001) menyatakan bahwa semakin besar akustik impedansi maka porositas akan semakin kecil. Begitu pula sebaliknya.

Pada penelitian ini dilakukan pemilihan *Operator length* untuk memperbesar hasil korelasi antara seismik dan log target akibat perbedaan frekuensi dan resolusi antara data seismik

dan data log yang cukup besar. Setelah proses *Operator length test* diperoleh nilai *operator length* sebesar 17. Pemilihan operator length tidak sangat penting, semakin besar operator length tidak menjamin mendapatkan korelasi yang terbaik.

Setelah pemilihan parameter yang sesuai maka diperoleh hasil proses training data dan validasi data seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.9.

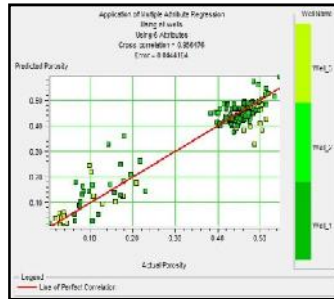


Gambar 4.9. Kurva prediksi training error (hitam) dan *Validation error* (merah)

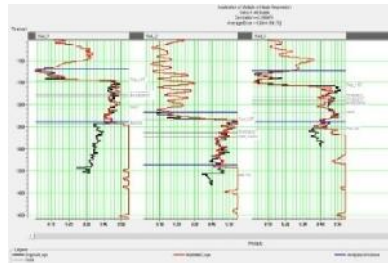
Pada gambar 4.9. menunjukkan bahwa dari ke enam jumlah atribut terlihat adanya penurunan error prediksi pada training error dan penurunan error pada validasi data. Hal ini menunjukkan bahwa ke enam atribut tersebut tidak terjadi *overtrained* pada pengolahan data.

Untuk melihat korelasi antara porositas log sebenarnya dan porositas prediksi pada semua sumur dapat dilihat pada gambar 4.10.

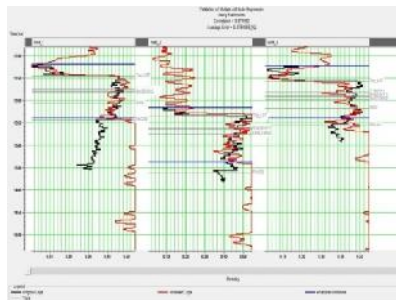




Gambar 4.10. *Crossplot* antara porositas sebenarnya dengan porositas prediksi.



(a)



(b)

Gambar 4.11. Kurva proses multiatribut (a) hasil *training data* (b) hasil *validation data*

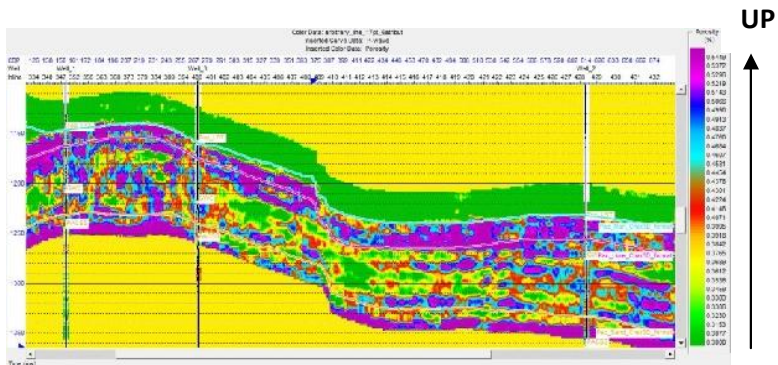
Pada gambar 4.11 terlihat log hasil prediksi porositas pada proses multiatribut dengan metode regresi linier. Pada gambar 4.11 (a) merupakan hasil prediksi log porositas pada proses training data. Warna merah menunjukkan log porositas prediksi dan warna hitam merupakan log porositas sebenarnya. Sedangkan pada gambar 4.11(b) merupakan hasil dari proses validasi. Terlihat dari kurva tersebut antara log porositas prediksi memiliki korelasi yang baik baik pada proses training dan validasi. Berdasarkan hasil training data diperoleh korelasi sebesar 95.64 % dengan error prediksi 0.04%. Sedangkan berdasarkan validasi data diperoleh korelasi 87.19% dengan error sebesar 0.07%.

Setelah diperoleh pemilihan atribut terbaik dengan nilai korelasi yang tinggi antara log target dengan log prediksi kemudian dilanjutkan dengan menerapkan hasil proses seismik multiatribut terhadap penampang seismik 3D *stack* yang ditunjukkan gambar 4.12. warna pada gambar tersebut menunjukkan besarnya porositas dari hasil transformasi.

#### 4.3.2 Peta Porositas Pada Metode Regresi Linear

Pemetaan porositas pada penampang seismik ini digambarkan dengan arbitrary line dari sumur M-1 sampai sumur M-3. Hal ini bertujuan untuk melihat distribusi porositas pada masing – masing sumur.

Pada gambar 4.12 merupakan penampang porositas yang besarnya diindikasikan dengan degradasi warna dari hijau hingga warna ungu. Warna hijau yang merupakan porositas paling rendah dan warna ungu yang merupakan porositas paling tinggi. Formasi target Lapangan penelitian ini memiliki *range* porositas yang tinggi yaitu 40% - 60% berdasarkan data *core*. Hal ini dikarenakan litologi batuan pada formasi target mengandung globigerinid foraminifera yang menyebabkan karbonat memiliki sifat seperti klastik. Batuan pada formasi target memiliki dua jenis porositas yaitu porositas intergranular dan intragranular.

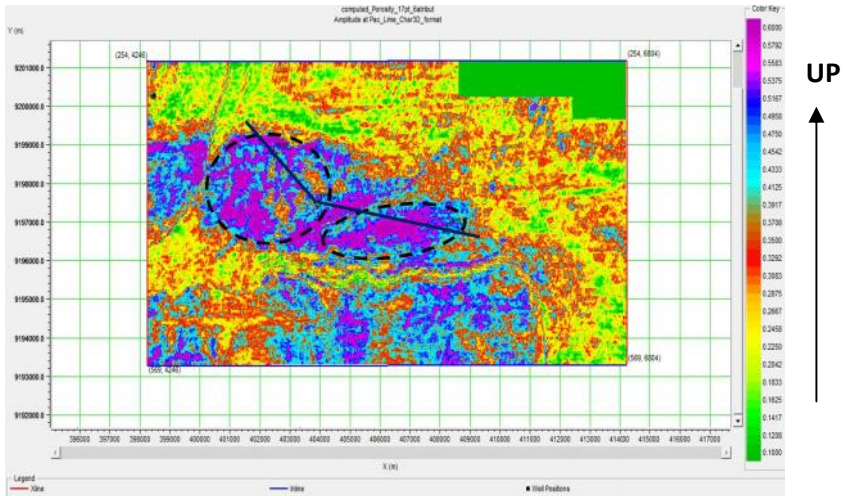


Gambar 4.12. *Arbitrary line* petaporositas dengan menggunakan regresi linier.

Pada gambar 4.12 merupakan penampang porositas yang besarnya diindikasikan dengan degradasi warna dari hijau hingga warna ungu. Warna hijau yang merupakan porositas paling rendah dan warna ungu yang merupakan porositas paling tinggi. Formasi target Lapangan penelitian ini memiliki *range* porositas yang tinggi rata-rata yaitu 45.8% - 56.5% berdasarkan data *core*. Hal ini dikarenakan litologi batuan pada formasi target mengandung globigerinid foram yang menyebabkan karbonat memiliki sifat seperti klastik. Batuan pada formasi target memiliki dua jenis porositas yaitu porositas intergranular dan intragranular.

Dari gambar 4.12 terlihat pada zona Horizon HST sampai Horizon Limestone memiliki nilai porositas yang baik dimana hal ini ditunjukkan oleh degradasi warna biru tua sampai ungu yang diperkirakan memiliki *range* porositas yaitu 53%-60%. Persebaran tersebut terlihat dari sumur M-1 sampai Sumur M-3.

Untuk melihat distribusi porositas pada penampang seismik secara keseluruhan dapat digambarkan dengan menggunakan data *slicing* dari Volume seismik. *Slicing* data ini diambil pada top karbonat.



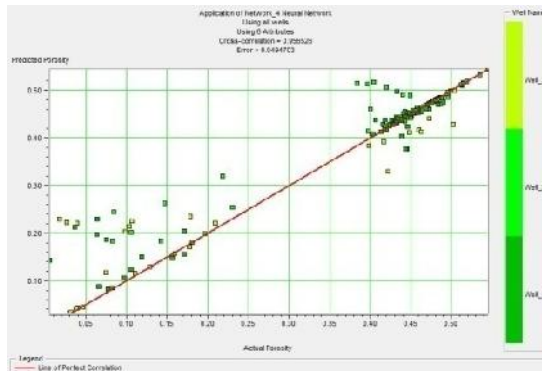
Gambar 4.13. Peta Distribusi porositas pada top karbonat dengan metode regresi linier

Hasil *slicing* pada top karbonat di atas menunjukkan bahwa zona dengan nilai porositas tinggi berada di dalam lingkaran garis putus-putus memiliki degradasi warna dari biru sampai ungu. Hal ini juga dibantu oleh keberadaan 3 sumur pada zona tersebut. Pada Zona yang memiliki degradasi warna dari biru ke ungu menunjukkan porositas yang tinggi. Sedangkan pada hasil akustik impedansi pada zona tersebut merupakan zona impedansi yang tinggi.

#### 4.3.3 Hasil Metode Probabilistik Neural Network

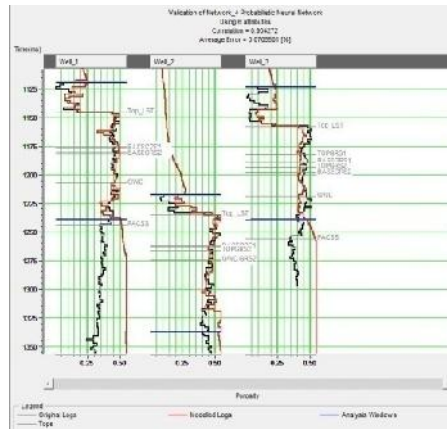
Pada metode probabilistik neural network (PNN), digunakan atribut hasil dari analisa multiatribut regresi linier untuk membuat *pseudo log* porositas, yaitu dengan 6 atribut efektif dan lebar *operator length* 17. Pada metode PNN digunakan dua pengujian jaringan yang berbeda untuk menganalisa kualitas hasil dari metode PNN.

Pada penelitian ini, metode PNN yang digunakan adalah jaringan yang mengikuti tren/pola dari hasil transformasi metode regresi linier. Karena memiliki nilai korelasi yang lebih baik dari pada jaringan yang tidak memiliki nilai trend/pola dari hasil transformasi metode regresi linier. Sehingga diperoleh hasil *crossplot* antara log porositas sebenarnya dengan porositas prediksi yang ditunjukkan oleh gambar 4.14 dapat dilihat bahwa korelasi yang dihasilkan adalah sebesar 95.65 % dengan rata-rata nilai error adalah 0.0494%. dan nilai parameter global sigma sebesar 1.765.



Gambar 4.14 *Crossplot* log porositas prediksi dengan log sebenarnya pada metode PNN

Hasil transformasi dari proses Probabilistik Neural Network ditampilkan dalam bentuk log, sehingga dapat dengan mudah untuk membandingkan antara hasil log yang ditransformasi dengan log sebenarnya. Hasil tersebut ditunjukkan oleh gambar 4.15. kurva warna merah merupakan log model hasil prediksi sementara kurva warna hitam merupakan kurva sebenarnya.



Gambar 4.15. Kurva hasil validasi pada PNN

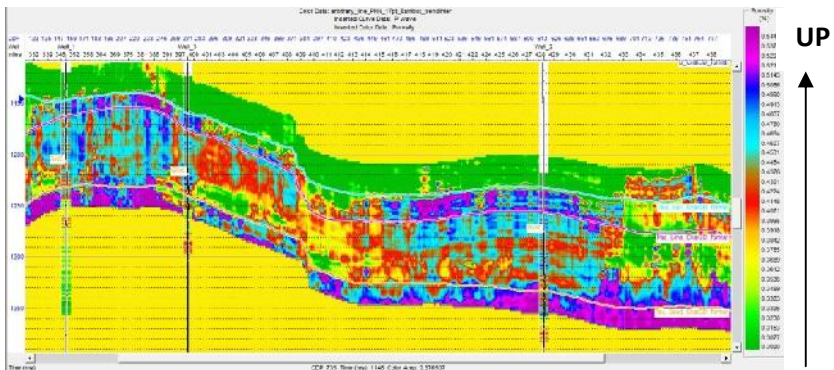
Hasil transformasi neural network dalam bentuk validasi diperoleh dengan menyembunyikan sumur-sumuran menggunakan network terlatih untuk memprediksi nilainya. Kurva prediksi ada yang sudah sesuai dengan kurva sebenarnya tapi ada beberapa nilai yang tidak sesuai dengan nilai kurva sebenarnya hal ini disebabkan karena rendahnya frekuensi prediksi, juga perhitungan korelasinya sensitif untuk suatu ketepatan perhitungan konversi kedalaman ke waktu (*depth to time*). Pada proses validasi data di peroleh korelasi 90.43 % dengan error 0.07 %.

Pengolahan data menggunakan metode neural network membutuhkan waktu yang lama dibandingkan dengan metode regresi linier. Oleh karenanya dalam menerapkan hasil PNN ke seismik hanya pada horizon formasi target.

#### 4.3.4 Peta Porositas Pada Metode Probabilitas Neural Network

Setelah diperoleh parameter pada metode PNN dengan korelasi yang baik, hasil transformasi neural network diaplikasikan ke dalam data 3D seismik dapat dilihat pada gambar

4.16 yang menunjukkan bahwa perbedaan warna untuk tiap lapisan berbeda, warna menunjukkan perbedaan koefisien refleksi untuk masing lapisan akibat dari perbedaan porositas pada tiap lapisan. Pada penelitian ini penulis hanya fokus pada formasi target yaitu formasi cepu untuk lapisan karbonat pada lapangan “MS#”.

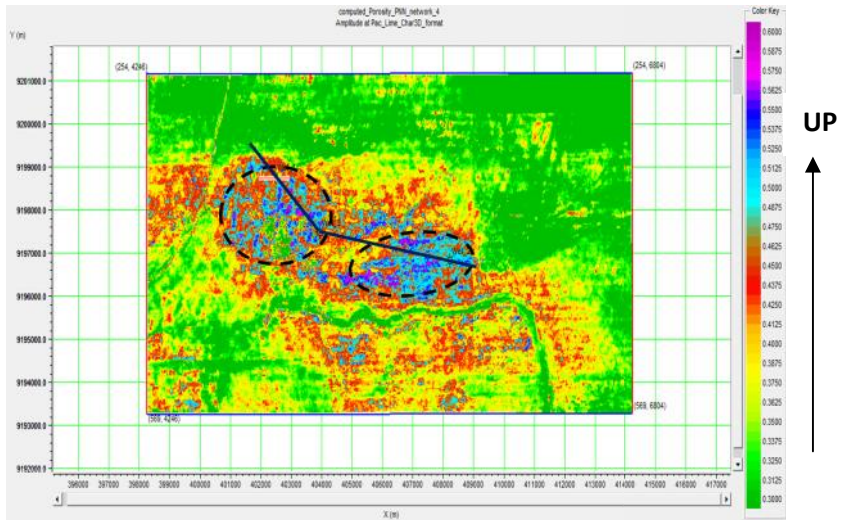


Gambar 4.16. Arbitrary line distribusi porositas pada metode PNN

Gambar 4.16 merupakan arbitrary line pada peta porositas dari korelasi data sumur. Hal ini bertujuan untuk melihat persebaran porositas pada tiap-tiap data sumur. Terlihat dari gambar tersebut porositas pada zona target memiliki degradasi warna biru sampai ungu ini menunjukkan porositas besar yaitu sekitar 47.5-56%. Sementara untuk diatas horizon karbonat adalah zona *shale* yang memiliki degradasi warna hijau yang menunjukkan porositas kecil sekitar 0-20%.

Dada *slicing* dalam analisa porositas adalah pada *top* karbonat gambar tersebut ditunjukkan oleh gambar 4.16 terlihat semua sumur berada pada degradasi warna biru sampai warna ungu yang memiliki porositas tinggi sekitar 47.5-56% yang ditandai dengan garis elips putus-putus. .





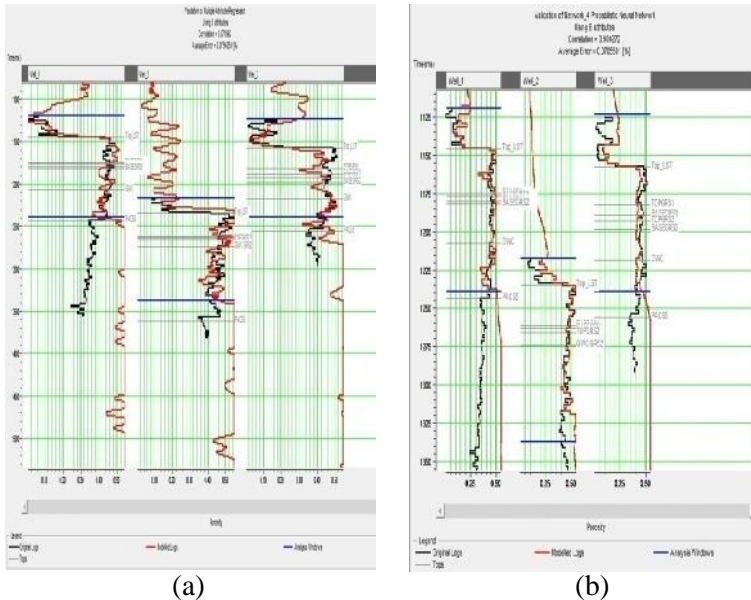
Gambar 4.17. *Slicing*porositas top karbonat pada metode PNN

#### 4.3.5 Perbandingan Metode Transformasi Multiatribut antara Metode Regresi Linier dan PNN

Hasil transformasi multiatribut dari keenam atribut yang dipilih oleh *software* Humpson Russel, digunakan untuk prediksi log porositas. Duan metode yang digunakan hasil tranformasi dengan nilai kesalahan yang kecil adalah metode regresi linier dan PNN.

Untuk melihat perbandingan dari kedua metode tersebut ditunjukkan pada gambar 4.18. pada gambar tersebut, hasil transformasi metode PNN sangat baik mengenali pola dari log porositas sebenarnya jika dibandingkan dari hasil transformasi regresi linier. Dari validasi untuk memprediksi log porositas hasil PNN memiliki korelasi yang lebih tinggi yaitu 90.43 % sementara hasil dari metode regresi linier memberikan nilai korelasi yaitu 87.19%.

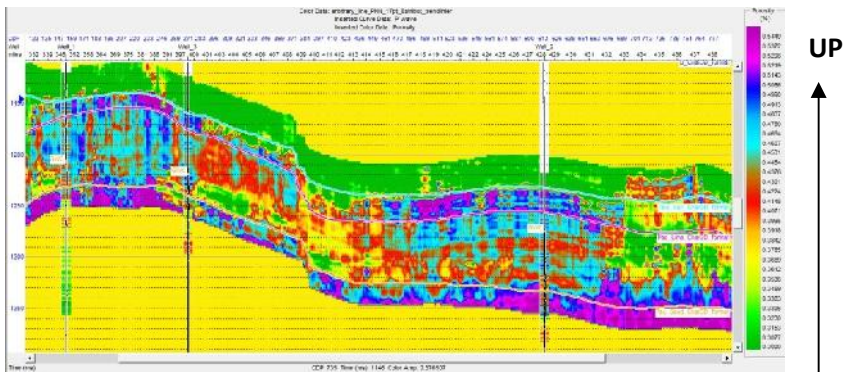
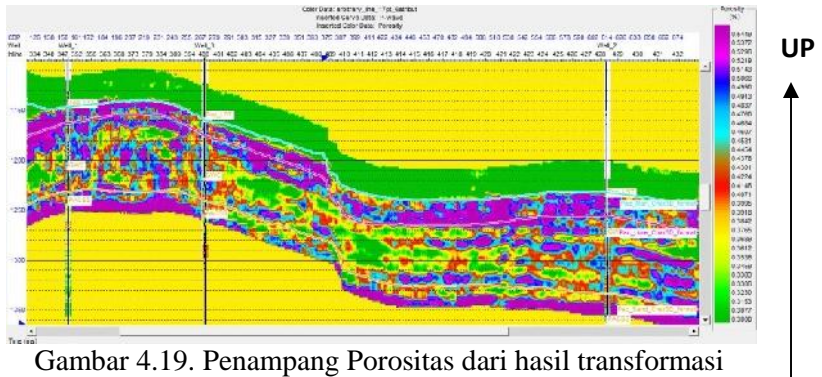




Gambar 4.18. Perbandingan hasil transformasi Seismik Multiatribut (a) regresi linier (b) PNN

Berikut ini adalah perbedaan hasil transformasi Multiatribut antara regresi linier dan metode Probabilistik Neural Network (PNN) yang telah diaplikasikan ke dalam seismik 3D. Dari gambar 4.19 dan 4.20 terlihat bahwa metode PNN memiliki resolusi yang lebih baik dari pada metode regresi linier.

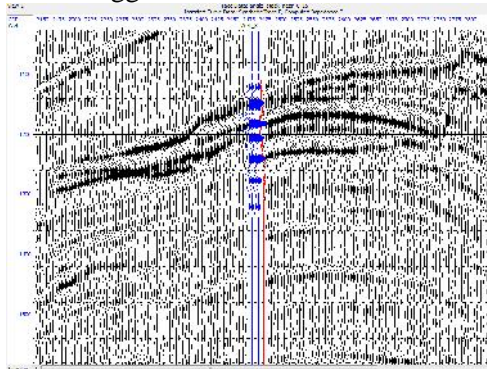
Dapat dilihat dari data sumur memiliki nilai porositas dengan korelasi yang lebih baik terhadap penampang hasil prediksi porositas pada seismik dari pada metode regresi linier. Nilai range porositas pada hasil PNN lebih mendekati range rata-rata data core dari pada hasil metode regresi linier pada zona target yaitu reservoir karbonat. Hasil range porositas pada zona target yaitu hasil metode regresi linier memiliki range 55-60% dan hasil PNN 47.5-56% sementara data core memiliki range rata 45.6-56.5%.



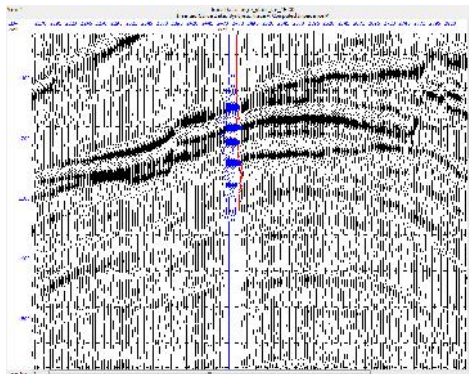
### 4.3 Hasil Analisa AVO

Sebelum dilakukan analisa AVO, data seismik gather 2D sudah melalui tahapan *pre-conditioning* data yaitu dilakukan NMO. Pada analisa AVO ini digunakan data gather PSTM 2D yang memotong pada sumur M-3. Analisa AVO diawali dengan analisa fisis pada perubahan sudut dari *near offset* (0-15 derajat) terhadap far offset (15-30 derajat) pada preconditioning data yaitu tahap stacking. Seperti yang terlihat pada gambar 4.21 dan 4.22.

Berdasarkan hasil stacking pada *near offset* dan *far Offset* pada gambar 4.21 dan 4.22 terlihat adanya kenaikan amplitudo dari near stack ke far stack. Ini menunjukkan bahwa adanya variasi dari amplitudo terhadap perubahan sudut atau offset. Pada penampang seismik perubahan amplitudo terlihat jelas pada batas antara zona fluida dan zona non fluid. Dimana pada batas tersebut merupakan amplitudo *trough* yang menunjukkan perubahan akustik impedansi tinggi kemudian rendah.

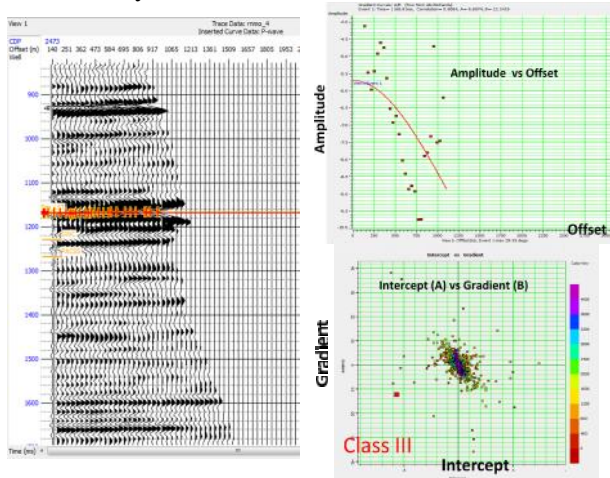


Gambar 4.21. Near stack untuk sudut  $0^{\circ}$ - $15^{\circ}$



Gambar 4.22. Far stack untuk sudut  $15^{\circ}$ -  $30^{\circ}$

Selanjutnya dilakukan analisa AVO pada zona target untuk mendapatkan *intercept* dan *gradient* dengan menggunakan persamaan Shuey.

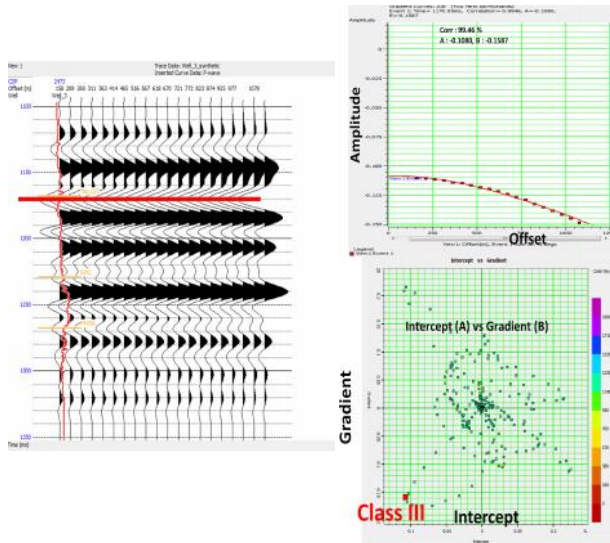


Gambar 4.23. Analisa AVO pada data Seismik *gather* 2D

Dari gambar 4.23 Picking Amplitudo dilakukan pada zona batas gas yaitu pada amplitudo *trough*. Dari gambar tersebut terlihat adanya penurunan amplitudo yang sangat besar pada amplitudo *trough* untuk sudut 30 derajat. Hal ini menunjukkan bahwa zona gas pada target merupakan kelas III berdasarkan *crossplot intercept* dan *gradient* dengan korelasi 99.46%. Dimana *intercept* dan *gradient* bernilai negatif. Kelas III menunjukkan bahwa pada zona tersebut lapisan atas memiliki impedansi yang lebih tinggi dari pada lapisan dibawahnya. Dalam hal ini untuk kasus lapangan penelitian, *shale* memiliki impedansi yang lebih tinggi dari pada karbonat.

Hasil dari dari analisa AVO pada data *gather* kemudian di validasi dengan analisa AVO pada data Seismik sintetik dari data sumur. Data sumur yang digunakan adalah sumur M-3 yang memotong *line* seismik *gather* 2D. Analisa AVO pada data sumur dengan menggunakan parameter yang sama, menunjukkan hasil

yang tidak jauh berbeda dengan hasil Analisa AVO pada data gather, yaitu menunjukkan kelas III. Hal ini menunjukkan bahwa analisa AVO pada seismik riil menunjukkan korelasi yang baik dengan data seismik sintetik.



Gambar 4.24. Analisa AVO pada data seismik sintetik sumur M-3

Dari analisa AVO tersebut kemudian dibuat atribut AVO volume kedalam penampang seismik. Atribut AVO digunakan sebagai indikator keberadaan gas dan menganalisisnya berdasarkan intercept (A) dan gradient (B) serta product ( $A*B$ ).

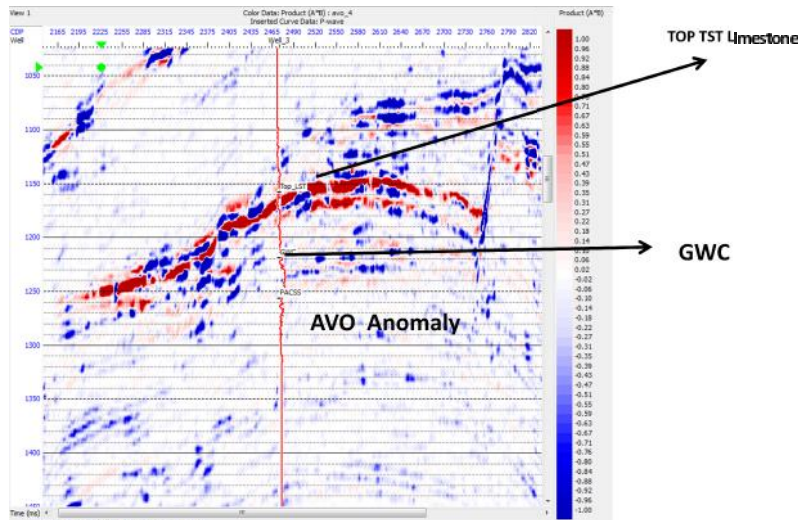
#### 4.4 Analisa Atribut AVO Product ( $A*B$ )

Berdasarkan gambar 4.25 terlihat anomali pada atribut product AVO ( $A*B$ ). Ada beberapa anomali AVO yang biasanya terbentuk. Pada penelitian ini bentuk anomali yang dihasilkan adalah anomali dengan nilai atribut product AVO ( $A*B$ ) bernilai positif. Menurut klasifikasi Rutherford dan Williams' nilai positif



pada anomali atribut AVO product ( $A^*B$ ) menunjukkan bahwa kelas anomali merupakan kelas III.

Dari gambar 4.25 terlihat warna merah merupakan anomali yang bernilai positif pada batas antara hidrokarbon dan non hidrokarbon. Sebagaimana dijelaskan sebelumnya bahwa metode AVO tidak dapat menggambarkan keseluruhan volume gas. Metode AVO hanya sebagai indikator gas pada batas reservoir yang mengandung fluida gas dan bukan.

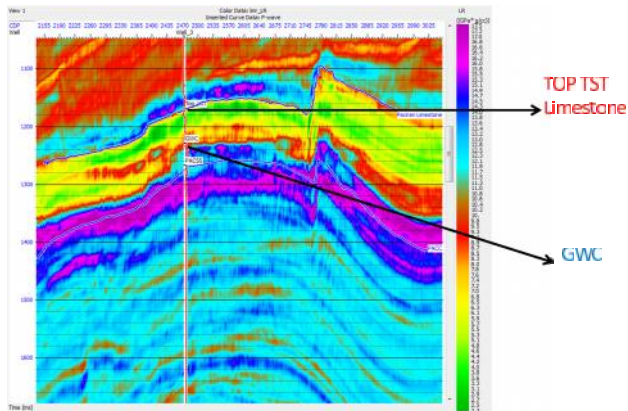


Gambar 4.25. *Product* ( $A^*B$ ) anomali AVO

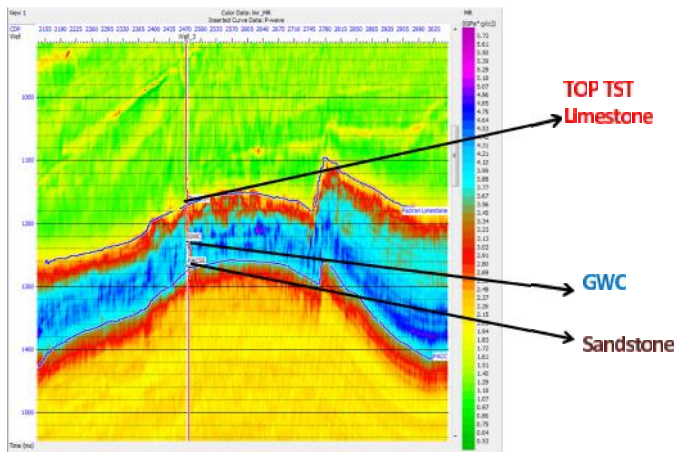
#### 4.5 Interpretasi Inversi Lamda-Mu Rho

Parameter lamda-rho( $\lambda\rho$ ) menunjukkan incompressibilitas batuan yang kurang signifikan dan sensitif dalam determinasi fluida gas. Parameter  $\mu\rho$  memberikan karakteristik yang lebih sensitif terhadap matriks batuan. Parameter  $\mu\rho$  lebih spesifik dibandingkan akustik impedansi dalam mendeliniasi reservoir. Hidrokarbon diindikasikan dengan nilai  $\lambda\rho$  yang rendah. Ini

berarti bahwa pada zona dengan nilai  $\lambda\rho$  rendah menunjukkan bahwa pada zona tersebut merupakan zona porous. Dan untuk nilai  $\mu\rho$  tinggi menunjukkan bahwa litologi memiliki rigiditas yang tinggi atau solid. Karena pada zona reservoir target pada penelitian ini adalah karbonat yang mana memiliki rigiditas yang tinggi.

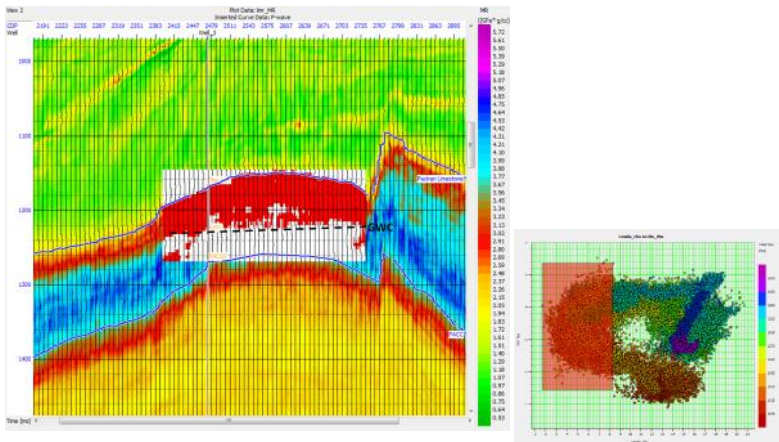


Gambar 4.26. Penampang  $\lambda\rho$  (lamda-rho)



Gambar 4.27. Penampang  $\mu\rho$  (mu-rho)

Berdasarkan gambar 4.26 untuk penampang  $\lambda\rho$  (lamda-rho) terlihat bahwa pada degradasi warna hijau sampai kuning merupakan zona reservoir dengan nilai lamda-rho kecil dengan nilai 2.3 – 6 GPa\*g/cc . Hal ini menunjukkan bahwa pada zona tersebut juga merupakan zona hidrokarbon. Sebagaimana diketahui bahwa parameter  $\lambda\rho$  tidak hanya digunakan sebagai indikator hidrokarbon tetapi juga litologi. Hanya saja parameter  $\lambda\rho$  lebih peka terhadap keberadaan hidrokarbon.



Gambar 4.28. Crossplot LMR

Pada gambar 4.27 menunjukkan penampang  $\mu\rho$  (mu-rho). Terlihat untuk zona target reservoir karbonat memiliki nilai  $\mu\rho$  (mu-rho) yang tinggi dengan degradasi warna biru muda sampai biru tua dengan nilai antara 3.7 – 4.75 GPa\*g/cc. Sementara terlihat pula zona untuk litologi batu pasir memiliki nilai  $\mu\rho$  (mu-rho) yang lebih rendah dari pada karbonat dengan degradasi warna kuning muda ke kuning tua dengan nilai 1.83-2 GPa\*g/cc. Sementara untuk *shale* memiliki nilai  $\mu\rho$  (mu-rho) yang paling kecil dengan degradasi warna hijau tua sampai hijau muda dengan nilai 0.53-1.4 GPa\*g/cc. Dari ketiga litologi tersebut memiliki



nilai parameter  $\mu\rho$  (mu-rho) yang berbeda-beda hal ini disebabkan perbedaan sifat rigid dari masing-masing batuan. Karbonat memiliki nilai rigiditas yang paling tinggi sementara untuk batu pasir memiliki rigiditas yang lebih rendah dari karbonat dan *shale* memiliki nilai rigiditas yang paling kecil.

Berdasarkan kedua parameter tersebut dibuat crossplot seismik hasil inversi lamda-mu rho untuk memetakan zona hidrokarbon gas yang lebih detail. Seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.28.

Berdasarkan crossplot di atas terlihat zona hidrokarbon gas diindikasikan dengan warna merah yang mana memiliki nilai lamda-rho yang kecil dan memiliki nilai mu-rho yang tinggi pada litologi karbonat.

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan analisa data dan pembahasandapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- Reservoir pada lapangan ini adalah karbonat dengan facies grainstone yang memiliki impedansi rendah.
- Reservoir karbonat target memiliki porositas sekitar 47.5-56% .
- Metode PNN memiliki hasil yang lebih baik dari pada metode regresi linier pada proses multiatribut.
- Kelas AVO pada penelitian ini adalah kelas III dengan kontras impedansi tinggi.
- Karbonat reservoir memiliki lamda-rho rendah sebagai indikasi adanya hidrokarbon gas.
- Reservoir karbonat memiliki mu-rho yang tinggi.

#### **5.2 Saran**

- Untuk penelitian selanjutnya agar dilakukan penambahan sumur pada metode multiatribut sehingga interpolasi pada beberapa zona dapat diinterpretasikan lebih baik.
- Dalam proses AVO pada penelitian ini masih menggunakan data Seismik 2D yang hanya memotong pada satu sumur selanjutnya diperlukan data 3D seismik gather untuk membuat hasil AVO dan inversi LMR lebih menyeluruh pada zona target.

*“ Halaman sengaja dikosongkan “*

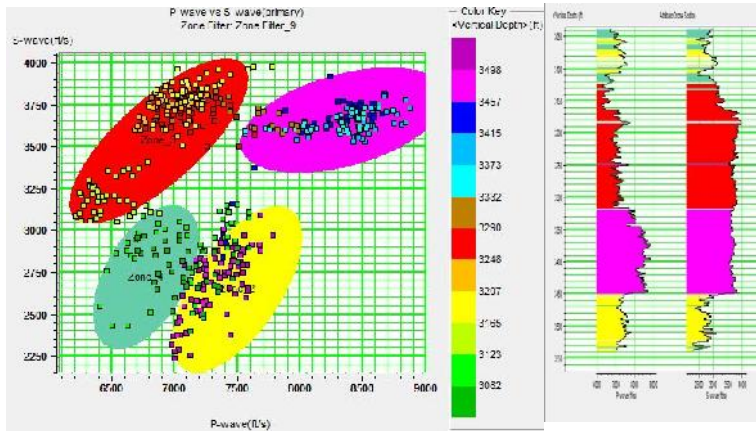
## DAFTAR PUSTAKA

- Burianyk, M., 2000, Amplitude-vs-Offset and Seismic Rock Property Analysis: A Primer, CSEG Recorder, 4-14.
- Basden W. A., Posamentier H. P., and Noble R. A., 1999, Structural History of the Terang and Sirasun Fields and the Impact upon Timing of Charge and Reservoir Performance, Kangean PSC, East Java Sea, Indonesia: Proceeding Indonesian Petroleum Association, 23rd Annual Convention, p. 269-286.
- Brandsen P. J. E., and Matthews S. J., 1992, Structural and Stratigraphic Evolution of the East Java, Indonesia: Proceeding Indonesian Petroleum Association, 21st Annual Convention, p. 417-435.
- Castagna, J.P., Swan, H.W., and Foster, D.J., 1998, ramework For AVO Gradient and Intercept Interpretation, Geophysics, 63, 948-956.
- Chiburis, E., Leaney, S., Skidmore, C., Frank, C., and McHugo, S., 1993, Hydrocarbon Detection with AVO, Oilfield Review, Januari.
- Goodway, B., Chen, T., and Downton, J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; " $l_r$ ", " $\mu_r$ ", & " $l/\mu$  fluid stack", from  $P$  and  $S$  inversions, 1997 CSEG meeting abstracts, 148-151; 1997 SEG meeting abstracts, 183-186; 1999 EAGE meeting abstracts, 6-51.
- Gray, D., and Andersen, E., 2001, The aplication of AVO and inversion to the estimation of rock properties, CSEG Recorder.
- Hadiyanto, N., Sartika, D.,E., Deliani,F., takano, O.,2010, Integrated 3-D Static Reservoir Modeling of Upper Pliocene PaciranCarbonate in the Sirasun Gas Field, Kangean Block, East Java Basin, Proceedings Indonesian Petroleum Association.

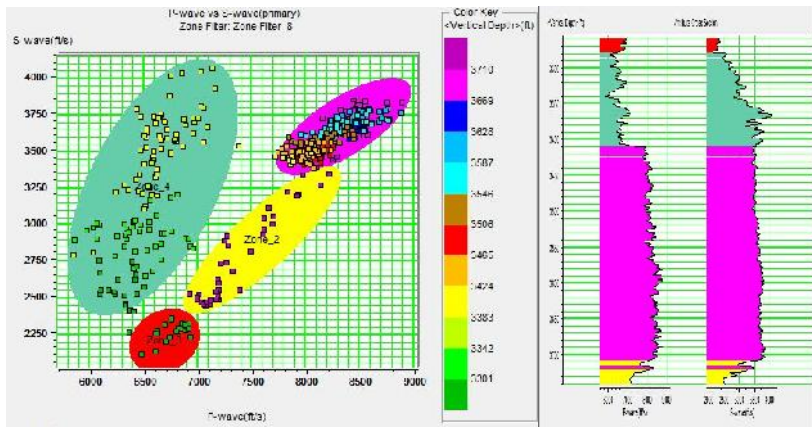
- Hampson, D.P., Schuelke, J.S., Quirein, J.A., 2001, Use of Multiattribute Transform to Predict Log Properties from Seismic Data: *Geophysics*, 66, 220-236.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger Oilfield Service*, Edisi ke-8, Jakarta.
- Ostrander W.J., 1984, Plane wave reflektion coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence, *Geophysics* 49, 1637-1648.
- Purnomo, Agung., Hadiyanto, Nur., Arakawa, Yasushi., 2010, Pwave-Swave Sensitivity Analysis of Globigerinid Carbonate in Sirasun Gas Field, International Geosciences Conference and Exposition.
- Putra, R.P., 2005, Estimasi Porositas Menggunakan Analisa Multiatribut dan Neural Network Pada Reservoir Karbonat Lapangan Mendeh, Program Studi Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Royle, A., 1999, Glossary of AVO term, Geo-X Systems Ltd.
- Russell, B., 1996, Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N. Domenico Series Editor Course Notes Series Volume 2 An SEG Continuing Education short course, USA.
- Russell, B., Hedlin, Ken., 2001, Fluid Property Discrimination with AVO, A Biot Gassmann Perspective, SEG Recorder.
- Shuey, R.T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations, *Geophysics* 50, 609-614.
- Smith, George C., 2000, A Comparison of the fluid factor with  $\lambda$  and  $\mu$  in AVO analysis, SEG Expanded Abstract.
- Sukmono, S., 2001, Interpretasi Seismik Refleksi, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S., 2001, Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Zoeppritz, R., 1919. On the reflektion and propagation of seismic waves, *Erdbebenwellen VIII B; Gottinger Nachrichten* I, 66-68.

## LAMPIRAN A

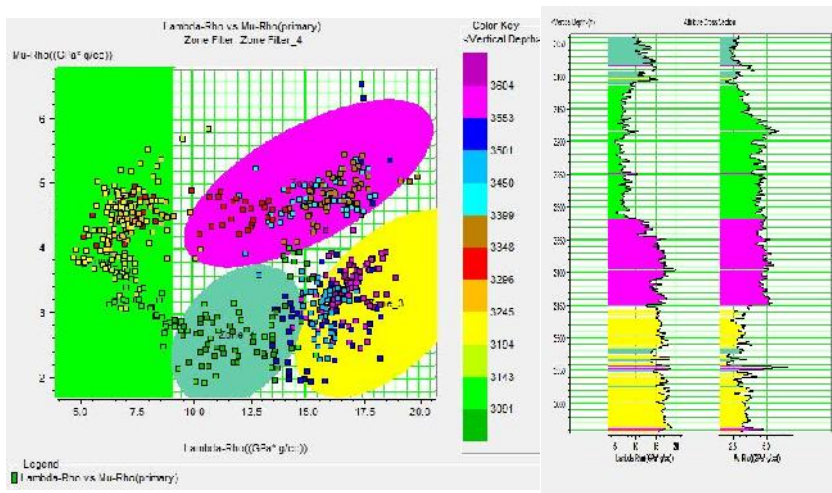
### Gambar *Crossplot* Sensitivitas Sumur



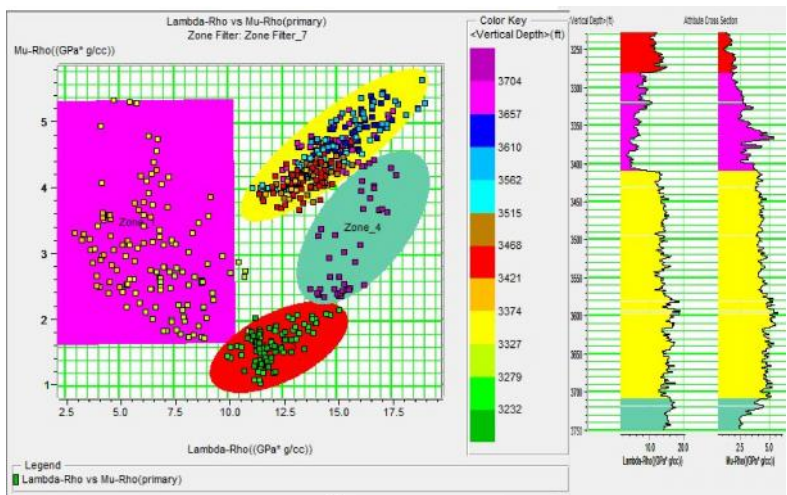
Gambar 1. *Crossplot* Vp terhadap Vs pada sumur M-1



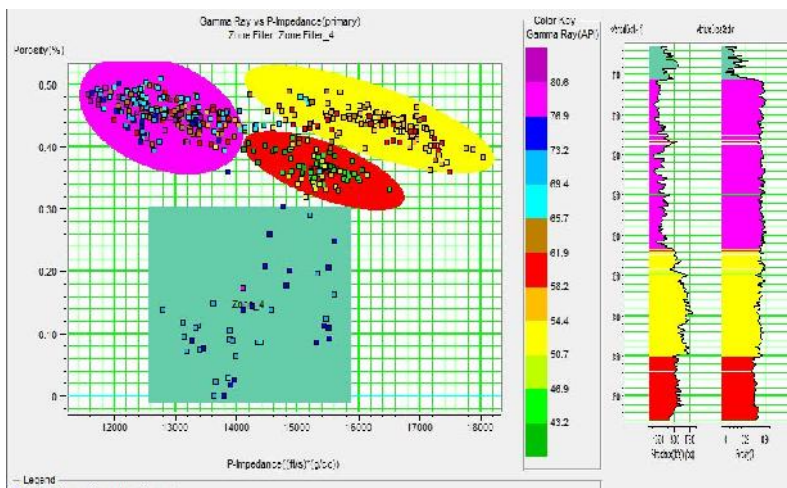
Gambar 1. *Crossplot* Vp terhadap Vs pada sumur M-2



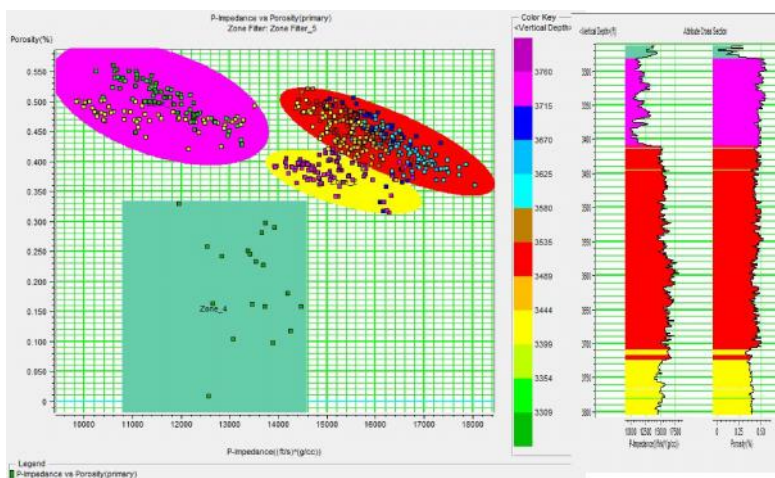
Gambar 3. *Crossplot* $\lambda\rho$  terhadap  $\mu\rho$  pada sumur M-1



Gambar 4. *Crossplot* $\lambda\rho$  terhadap  $\mu\rho$  pada sumur M-2



Gambar 5. Crossplot P-impedansi terhadap Porositas pada sumur M-1

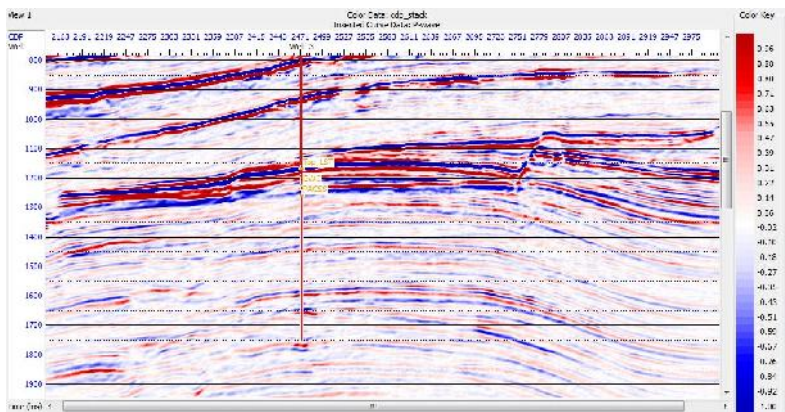


Gambar 5. Crossplot P-impedansi terhadap Porositas pada sumur M-2

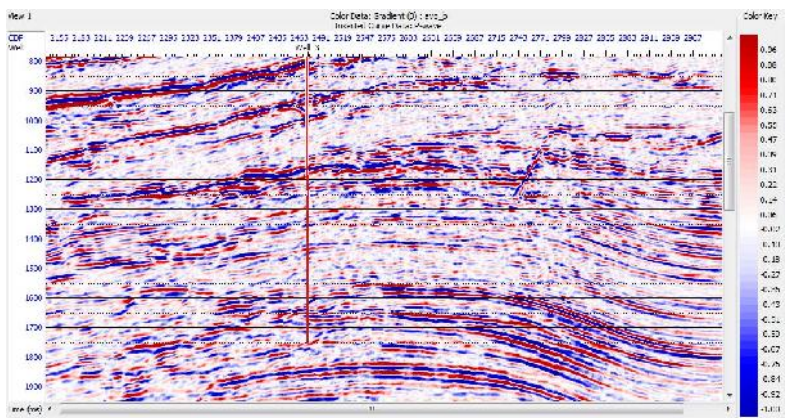


LAMPIRAN B

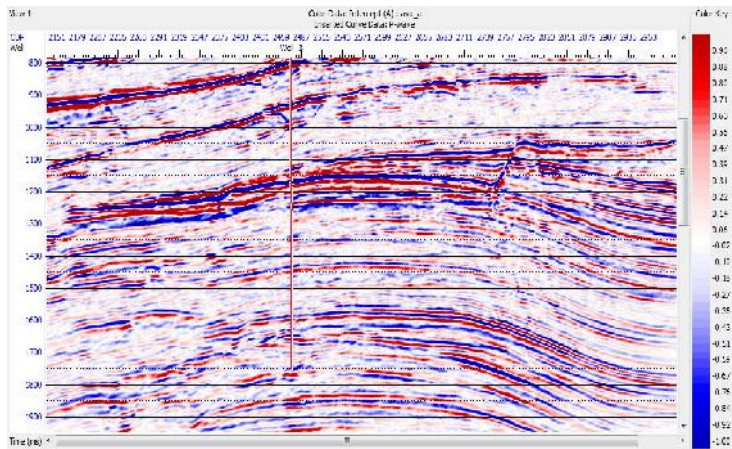
Data Seismik



Gambar 1. Data Seismik 2D stack



Gambar 1. Data Seismik 2D gradien (B)



Gambar 1. Data Seismik 2D *intercept* (A)

## LAMPIRAN C

### Bobot dan Sigma Pada Proses Seismik Multiatribut

Attribute Name	Attribute Transform	Weight	Sig
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00181449	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00080155	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00081193	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00103929	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00087167	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00020542	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00075558	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00220863	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00078205	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00217115	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00024109	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00075205	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00184111	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00085631	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00061566	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	0.00069707	\$
Derivative Instantaneous Amplitude	None	-0.00065709	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.00226745	\$

Gambar 2. Hasil perhitungan Bobot pada metode regresi linier

Attribute Name	Attribute Transform	Weight	Sig
Filter 2/10-15/20	None	0.00076505	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00267151	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00537797	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00506147	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00224114	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00267141	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00170646	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.000427074	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.00060283	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.00000047	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00000129	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00559722	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.00477759	\$
Filter 2/10-15/20	None	-0.00071854	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.00062102	\$
Filter 2/10-15/20	None	0.0138822	\$
Interpolated	LOG	-1188.17	\$
Interpolated	LOG	-2470.52	\$

Gambar 3. Hasil perhitungan Bobot pada metode regresi linier

Attribute Name	Attribute Transform	Weight	Log
Inversion	1/X	-260.470	8
Inversion	1/X	-450.457	8
Inversion	1/X	988.208	8
Inversion	1/X	1209.81	8
Inversion	1/X	138.638	8
Inversion	1/X	880.321	8
Inversion	1/X	-762.031	8
Inversion	1/X	1400.5	8
Inversion	1/X	457.886	8
Inversion	1/X	-375.917	8
Inversion	1/X	64.1940	8
Inversion	1/X	3732.44	8
Inversion	1/X	2675.97	8
Inversion	1/X	1055.07	8
Inversion	1/X	318.328	8
Amplitude Envelope	None	-2.00114e-033	8
Amplitude Envelope	None	1.0e-090e-030	8
Amplitude Envelope	None	-2.67423e-035	8

Gambar 4. Hasil perhitungan Bobot pada metode regresi linier

Attribute Name	Attribute Transform	Weight	Log
Amplitude Envelope	None	7.01304e-003	8
Amplitude Envelope	None	0.0013276	8
Amplitude Envelope	None	0.00103123	8
Amplitude Envelope	None	0.0145047	8
Amplitude Envelope	None	7.87256e-005	8
Amplitude Envelope	None	4.75937e-005	8
Amplitude Envelope	None	0.01172811	8
Amplitude Envelope	None	0.00167383	8
Amplitude Envelope	None	0.00251828	8
Amplitude Envelope	None	0.01090381	8
Amplitude Envelope	None	0.00166512	8
Amplitude Envelope	None	0.00306059	8
Amplitude Envelope	None	0.01031847	8
Filter 15/50-55/50	None	0.0386119	8
Filter 45/50-55/50	None	0.01174927	8
Filter 45/50-55/50	None	4.21324e-004	8
Filter 15/50-55/50	None	2.003873747	8
Filter 45/50-55/50	None	-2.00105555	8

Gambar 5. Hasil perhitungan Bobot pada metode regresi linier

Attribute Name	Attribute Transform	Weight	Log
raw hrm1 (bmi/10)	None	0.00767101	R
raw hrm2 (bmi/10)	None	0.00714898	R
raw Lb/10 (Lb/10)	None	0.00714898	U
Der 2560-5570	None	0.00719126	U
Der 5580-6570	None	0.00707026	U
Der 6580-6570	None	-0.30327715	R
Der 6580-6570	None	-0.3013634	R
Der 6580-6570	None	-0.30175476	R
raw hrm1 (bmi/10)	None	0.00714898	R
raw Lb/10 (Lb/10)	None	0.00714898	U
Der 2560-5570	None	0.00719126	U
Der 5580-6570	None	-0.30327715	U
Der 6580-6570	None	-0.30346099	U
Der 6580-6570	None	0.00536683	R
Der 6580-6570	None	0.00536683	R
Constant		0.947128	U
Target (bmi/10)	None		U
raw Length		1	U

Gambar 5. Hasil perhitungan Bobot pada metode regresi linier

PNN Signes	
Attribute	Sigma
Global sigma	1.76553612320924
Derivative instantaneous Amp	2.05774281458258
Derivative instantaneous Amp	2.2228958495973
Derivative instantaneous Amp	2.00811050185089
Derivative instantaneous Amp	1.02201680205
Derivative instantaneous Amp	0.507058623323324
Derivative instantaneous Amp	1.058234052288
Derivative instantaneous Amp	1.25597806121587
Derivative instantaneous Amp	3.6389225956632
Derivative instantaneous Amp	3.49997359387667
Derivative instantaneous Amp	1.31233122332164
Derivative instantaneous Amp	2.05883482335919
Derivative instantaneous Amp	5.7509021578599
Derivative instantaneous Amp	0.1150105707911
Derivative instantaneous Amp	2.76797150704443
Derivative instantaneous Amp	2.142712148141895
Derivative instantaneous Amp	3.28539023550465
Derivative instantaneous Amp	3.48517798581464

Gambar 1. Hasil sigma pada proses PNN

## BIODATA PENULIS



Penulis “Muliadi” merupakan anak ke 2 dari 3 bersaudara yang lahir di Sumenep pada 13 Juli 1991. Semasa kecil penulis menempuh pendidikan formal antara lain di TK Asy-Syuhada’, SDN Angkatan 1, SMP Negeri 2 Arjasa, Sumenep, dan MAN Sumenep.

sejak kecil, Penulis tumbuh dan berkembang di daerah Kepulauan Kangean. Sejak TK (Taman Kanak-Kanak) hingga SMP penulis menempuh pendidikan di Kepulauan Kangean yang merupakan kepualaan terbesar di Kab. Sumenep. Perjalanan dari Pelabuhan Kalianget Kab. Sumenep ke Kep. Kangean biasanya ditempuh dalam waku kurang lebih 10 jam dengan Kapal Laut.

Sejak SMP Penulis memiliki kelebihan di bidang matematika dan sains Sehingga penulis sering menjadi siswa berprestasi di sekolah dan juara olimpiade. Dengan Prestasinya tersebut, penulis memberanikan diri untuk menempuh pendidikan SMA di Kota Sumenep. Pada saat itu persepsi yang ada di masyarakat Kangean adalah mereka yang sekolah ke kota merupakan anak orang mampu. Tapi penulis tidak mepedulikan hal itu, dengan dukungan yang kuat dari ibu tercinta penulis berani untuk melanjutkan pendidikan SMA di Kota Sumenep walaupun dengan keterbatasan ekonomi.

Pada Saat menempuh pendidikan menengah atas di MAN Sumenep, Penulis aktif di beberapa kegiatan ekstra sekolah seperti Teater, dan Olimpiade club. Dengan prestasi di sekolah kemudian Penulis dinobatkan sebagai siswa berprestasi di MAN Sumenep pada tahun 2010.

Setelah menempuh pendidikan menengah atas penulis kemudian melanjutkan studinya ke ITS (Institut Teknologi

Sepuluh Nopember) melalui jalur SNMPTN pada tahun 2010 dengan Jurusan Fisika dan bidang Studi Geofisika. Selama kuliah penulis aktif di lembaga dakwah jurusan (LDJ) FOSIF, mulai dari diamanahi sebagai staff sampai pada jabatan ketua Departemen. kemudian pada tahun ke empat penulis bergabung di LDK (JMMI) sebagai diamanahi sebagai koordinator LDJ wilayah MIPA.

Selain mengikututi organisasi bidang kerohanian, penulis juga aktif di organisasi ilmiah bidang kebumian seperti AAPG, SEG dan SPE. Di organisasi ini, penulis mendapatkan banyak ilmu tentang dunia eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi. Sekian gambaran tentang penulis. Apabila ingin mengetahui info terkait penulis dan Tugas Akhir dapat menghubungi penulis via email [muliadi.geophysics@hotmail.com](mailto:muliadi.geophysics@hotmail.com).